

VŠB – Technická univerzita Ostrava
Fakulta elektrotechniky a informatiky

DIPLOMOVÁ PRÁCE

2010

Jiří Tomášek

VŠB – Technická univerzita Ostrava
Fakulta elektrotechniky a informatiky
Katedra elektroenergetiky

Návrh optimalizace stávající distribuční sítě nn 0,4 kV
Proposal for optimization LV distribution network 0,4
kV

Prohlášení

Prohlašuji, že jsem tuto diplomovou práci vypracoval samostatně. Uvedl jsem všechny literární prameny a publikace, ze kterých jsem čerpal.

Poděkování

Chtěl bych poděkovat vedoucímu diplomové práce Doc. Ing. Radomíru Goňovi, Ph.D. a odbornému konzultantovi Ing. Jiřímu Mertovi za cenné rady a podporu při tvorbě této diplomové práce.

V Ostravě 7. 5. 2010

Jiří Tomášek

Abstrakt

Cílem této diplomové práce je optimalizovat stávající síť pro budoucí zatížení. Model stávající sítě nn 0,4 kV byl vytvořen v programu Daisy Bizon Projektant. Vyřešením ustáleného stavu bylo zjištěno, že daná síť nevyhoví požadavkům a bude ji nutné upravit posílením stávajícího vedení nebo výměnou průřezu původního vedení za větší. V práci je provedeno také technicko - ekonomické zhodnocení řešení.

Klíčová slova

Distribuční síť, distribuční trafostanice, úbytek napětí, ztráty elektrické energie, Daisy Bizon Projektant, model sítě nn 0,4 kV, elektrické vedení.

Abstract

The goal of this diplom work is an optimalization current net for the further loading. Model of the current low - voltage net was created in the Daisy Bizon Projektant. The solution of the steady running condition will show us, that is a current net unmatched to requirements a it will be need a modify by the reinforcing current line or change the line section for the bigger. In this work is also proceeded technical – economic evaluation of the solution.

Keywords

Distribution network, distribution transformer station, potential drop, power waste, Daisy Bizon Projektant, model of network LV 0,4 kV, electric line.

Seznam použitých symbolů a zkratk

a	vzdálenost vodičů (m)
A	základní elektrické spotřebiče domácnosti
A	energie přenesená vedením za rok (kWh)
AES	závěsný samonosný kabelu
$AlFe$	venkovní vedení (lano)
$AYKY$	označení kabelu
$AYKY_z$	označení závěsného kabelu
$B2$	základní elektrické spotřebiče, el. vaření a ohřev teplé užitkové vody
b_j	bytová jednotka
C_p	základní elektrické spotřebiče, el. vaření, ohřev teplé užitkové vody a vytápění přímotopy
CF_T	čistý peněžní tok nominální (cash flow) v jednotlivých letech sledovaného období (Kč)
č. p.	číslo popisné
DTS	distribuční trafostanice
ES	elektrizační soustava
F_k	dynamická síla mezi vodiči při zkratu vztažená na metr vodiče ($N.m^{-1}$)
f_s	koeficient podílu na maximálním zatížení pro jednotlivá pásma dne
I	elektrický proud (A)
I_d	dovolené proudové zatížení vodiče (A)
I_{KE}	ekvivalentní oteplovací proud (A)
I_{KM}	nárazový zkratový proud (A)
I_n	jmenovitý proud (A)
I_P	výpočtový proud (A)
IRR	vnitřní výnosové procento (%)
K	koeficient respektující teplotu jádra kabelu před a po zkratu (–)
k	činitel zatížení vedení (–)
k_{p-byt}	koeficient podílu na maximálním zatížení pro jednotlivá pásma dne pro bytové odběry (–)
k_x	koeficient závislý na typu a materiálu vodiče (–)
nn	nízké napětí
NPV	čistá současná hodnota (Kč)
P	činný výkon (W)
P_{MAXD}	hodnota činného soudobého zatížení v jednotlivých částech dne (kW)
P_{mb}	měrné maximální činné zatížení bytové jednotky (kW)
ΔP	činné ztráty na vedení (W)
R	elektrický odpor (Ω)
SIL	venkovní rozpojovací jistící skříň
vn	vysoké napětí
$VRIS$	venkovní rozpojovací jistící skříň
vvn	velmi vysoké napětí

Obsah

ÚVOD.....	1
1. STRUKTURA ELEKTRIZAČNÍ SOUSTAVY.....	2
1.1 DĚLENÍ SÍTÍ PODLE PARAMETRŮ	2
1.2 DĚLENÍ PODLE HLADINY NAPĚTÍ.....	2
1.3 DĚLENÍ SÍTÍ PODLE TOPOLOGIE	2
1.4 DĚLENÍ SÍTÍ PODLE NAPÁJENÍ	6
2. ZÁSADY DIMENZOVÁNÍ VODIČŮ	7
2.1 PROUDOVÉ ZATÍŽENÍ	7
2.2 TEPELNÉ ÚČINKY ZKRATOVÝCH PROUDŮ	8
2.3 DYNAMICKÉ ÚČINKY ZKRATOVÝCH PROUDŮ	8
2.4 HOSPODÁRNOST PRŮŘEZU.....	9
2.5 MECHANICKÁ PEVNOST.....	9
2.6 ÚBYTEK NAPĚTÍ.....	10
2.7 BEZPEČNOST PROVOZU.....	12
2.8 JISTÍCI PŘÍSTROJE POUŽÍVANÉ V NN:	12
3. METODY VÝPOČTU PRŮŘEZU VEDENÍ	13
3.1. METODA KONSTANTNÍHO PRŮŘEZU	13
3.2 METODA KONSTANTNÍ PROUDOVÉ HUSTOTY	14
3.3 METODA MINIMA HMOTNOSTI VODIVÉHO MATERIÁLU	14
4. ZTRÁTY VE VEDENÍCH, TRANSFORMÁTORECH, ČINITEL ZATÍŽENÍ K A JEHO VÝZNAM.....	14
4.1 VEDENÍ ZATÍŽENÁ NA KONCI.....	14
4.2 VEDENÍ ZATÍŽENÉ ODBOČKAMI I NA KONCI	16
4.3 VEDENÍ ROVNOMĚRNÉ ZATÍŽENÉ.....	17
4.4 VZTAH ÚBYTKU NAPĚTÍ ΔU VZHLADEM KE ZTRÁTÁM.....	18
4.5 ZTRÁTY V TRANSFORMÁTORECH	19
5. KVALITA ELEKTRICKÉ ENERGIE	19
6. PROGRAM PAS-DAISY OFF-LINE BIZON PROJEKTANT VLASTNOSTI A POUŽITÍ.....	20
6.1 POPIS PROGRAMU BIZON PROJEKTANT	20
6.2 POUŽITÁ VÝPOČETNÍ METODA A PŘEDPOKLADY PRO VÝPOČET	23
7. EKONOMICKÉ HODNOCENÍ.....	24
8. INFORMACE O STÁVAJÍCÍM STAVU SÍTĚ	26
8.1 ÚDAJE O ODBĚRNÝCH MÍSTECH ZADANÉ SPOLEČNOSTÍ ČEZ DISTRIBUCE, A.S.	27
8.2 VÝPOČET SOUDOBÝCH MĚRNÝCH HODNOT ZATÍŽENÍ JEDNOTLIVÝCH ODBĚRATELŮ PRO USTÁLENÝ CHOD SÍTĚ.	28
8.3 VÝPOČET HODNOT MAXIMÁLNÍHO MĚRNÉHO ZATÍŽENÍ PRO BYTOVÉ A NEBYTOVÉ ODBĚRY PRO ROK 2010 A 2300.....	28
8.4 URČENÍ MAXIMA ODBĚRU V ČASOVÉM PÁSMU DNE.	30
8.5 VÝPOČTENÉ SOUDOBÉ MĚRNÉ HODNOTY ZATÍŽENÍ.....	31
9. POPIS MODELU SÍTĚ NN VYTVOŘENÉ V PROGRAMU BIZON PROJEKTANT.....	32
9.1 ZHODNOCENÍ SOUČASNÉHO STAVU SÍTĚ.....	32
9.2 ZHODNOCENÍ STAVU SÍTĚ PRO BUDOUCÍ ZATÍŽENÍ	34
9.3 ÚPRAVA STÁVAJÍCÍHO STAVU SÍTĚ	35
9.4 PARAMETRY POUŽITÝCH KABELŮ	35
10. NÁKLADY NA TECHNICKÉ ZTRÁTY.....	37
11 ZÁVĚR	40
LITERATURA:	41

Úvod

Z důvodů neustále rostoucích požadavků na elektrickou energii a její kvalitu, jsme nuceni inovovat stávající prvky v síti a budovat nové výkonnější a především efektivnější distribuční síť. V této oblasti se uplatňuje stále více výpočetní technika stejně v jako jiných oborech.

Optimalizace se provádí z důvodů stárí stávající sítě a rostoucí velikosti úbytku napětí, který v budoucnu překročí hodnoty doporučené normou.

V této diplomové práci je mým úkolem optimalizace distribuční sítě v městské části Rychlvald. Optimalizace a rekonstrukce obsahuje komplexní úpravy distribučního vedení k minimalizování technických ztrát v síti. Aby měla prováděná rekonstrukce vůbec smysl, nesmí být úbytek napětí větší než $\pm 5\%$ po úpravě stávajícího stavu. V neposlední řadě je výsledná cena a návratnost rekonstrukce. Pokud je návratnost minimální nebo ztrátová je z důvodu optimalizace sítě nutné tuto rekonstrukci provést.

V této diplomové práci byla optimalizace stávajícího stavu řešena pomocí výměny stávajícího vedení za kabel typu AES s větším průřezem.

1. Struktura elektrizační soustavy

Elektrizační soustava je určena k přenosu a rozvodu elektrické energie z místa výroby až do místa spotřeby. Elektrizační soustavu můžeme rozdělit na dvě části a to na přenosovou a distribuční. Přenosová soustava je určena k přenosu velkých výkonů mezi hlavními uzly elektrizační soustavy. Elektrická energie se u nás přenáší trojfázovou soustavou o napětí 400kV a 220kV s účinně uzemněným uzlem. Distribuční soustava slouží k napájení jednotlivých odběratelů.

Literatura ke kapitole 1: [9]

1.1 Dělení sítí podle parametrů

Sítě s prostorově soustřednými parametry - (sítě nn a vn) jsou to nejčastěji krátká vedení, u kterých je nutné respektovat činný odpor a indukčnost u střídavých sítí a činný odpor u sítí stejnosměrných. Sítě s prostorově rozloženými parametry - (sítě vvn) jsou to dlouhá vedení, u kterých je nutné respektovat činný odpor, indukčnost a kapacitu, u vedení s napětím 400kV a vyšší respektujeme také svodovou vodivost.

Literatura ke kapitole 1.1: [1]

1.2 Dělení podle hladiny napětí

Přenosové sítě 400kV, 220kV a částečně 110kV

Distribuční sítě 35kV 22kV 10kV 6kV 0,4kV a částečně 110kV

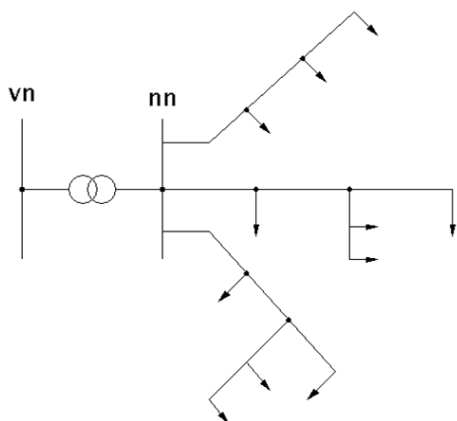
Literatura ke kapitole 1.2: [1]

1.3 Dělení sítí podle topologie

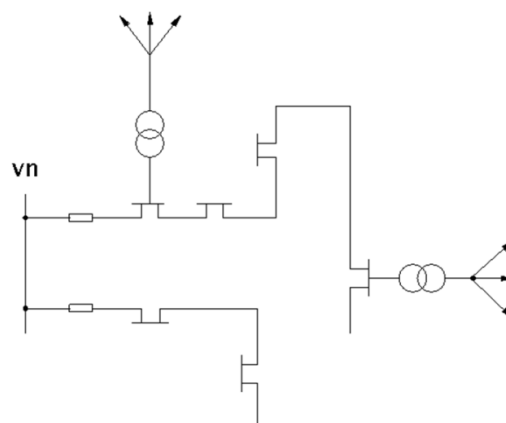
Sítě paprskové radiální

U těchto sítí vycházejí vedení (kabelové nebo venkovní) z transformovny a zásobují jednotlivé odběry. Každý paprsek je samostatný a vzájemně se nespojují. Paprsková síť je nejlacinější, ale jistota zásobování elektrickou energií je nejmenší. Tento druh sítě je hojně využíván v obcích, průmyslu, malých městech u sítí vn a vvn.

Obr. 1.3.1 Paprsková síť nízkého napětí



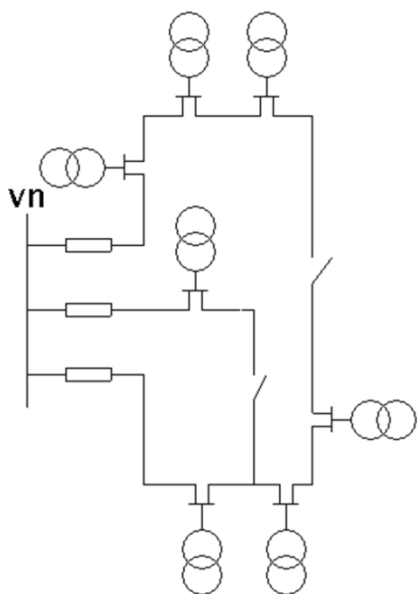
Obr. 1.3.2 Paprsková síť vysokého napětí



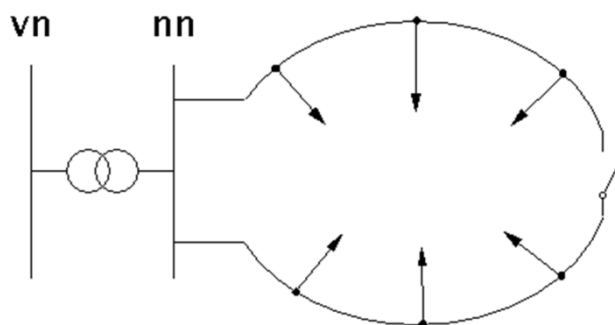
Sítě okružní

Jednotlivé polosmyčky nebo paprsky jsou vedeny tak, aby se daly sepnout. Tyto sítě se obvykle provozují jako paprskové, tedy jsou rozepnuté. Sítě okružní jsou dražší než paprskovce, protože pro vzájemné spojení je potřeba použít větších délek vedení. Výhodou okružních sítí je, že při poruše vedení lze snadno postižený obvod přepnout na sousední vývod. Další výhodou je možnost odlehčit přetížené vývody přepnutím části vedení na málo zatížený vývod. V praxi se tento typ rozvodu používá jak pro sítě nn tak i vn a vvn.

Obr. 1.3.3 Okružní síť vysokého napětí;



Obr. 1.3.4 Okružní síť nízkého napětí;



Mřížové sítě

Používají se převážně u sítí nn.

Ve zjednodušené podobě je síť vlastně sepnutá okružní síť. Tyto sítě se sestavují a jistí tak, aby se vadný úsek odpojil pojistkami bez odpojení dalších úseků. Ostatní části sítě musí zůstat v provozu. Porucha se tak nerozšíří na celou oblast transformovny.

Mřížovou síť lze vytvořit, pracují-li do společné sítě alespoň dva transformátory. Mezi těmito stanicemi je spojení hlavním vedením (magistrála). Toto vedení má obvykle větší průřez, je jištěné výkonovými pojistkami. V místě kritického průřezu jsou umístěny tzv. pojistky slabé vazby, které odpojují úsek v poruše před hlavními pojistkami.

Poměr jmenovitých proudů pojistek hlavní vazby ku jmenovitému proudu pojistek slabé vazby má být dva ku jedné. Distribuční transformovny vn/nn jsou napájeny jedním venkovním vedením vn, případně dvěma při okružním systému vn.

Klasické mřížové sítě jsou vhodné pro napájení větších měst s hustotou 1000 kW/km² a více. Použito je několik transformoven napájených nejméně dvěma lépe větším počtem napáječů vn (třemi až pěti). Má výhody především v provozní jistotě, lepší využití transformátorů, menší ztráty a kolísání napětí. Nejčastěji se provádějí jako kabelové sítě nn.

Nevýhoda těchto sítí jsou vyšší zkratové proudy.

Pro transformátory do 315 kVA se jistí výkonovými pojistkami vn, u větších jednotek pak výkonovými odpínači. Kabelové vývody se jistí pojistkami nn s pomalou charakteristikou.

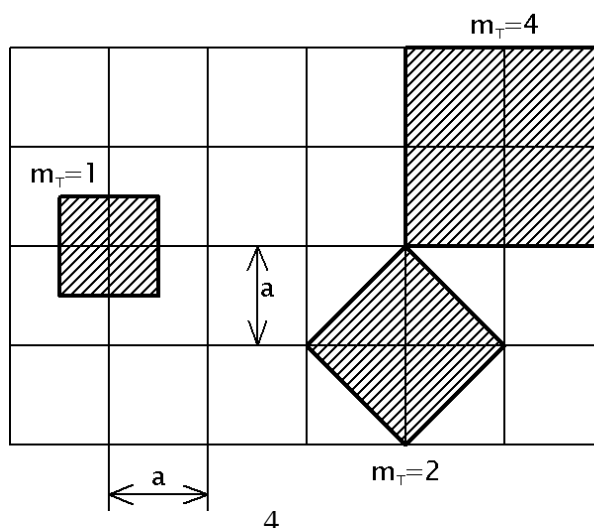
Mřížové sítě ve městech jsou tvořeny kabely, které mají stejný průřez. Kabely se pokládají v každé ulici. Na křižovatkách jsou kabely spojeny zásuvnými pomalými pojistkami

Sestavení mřížové sítě

Na uvažované ploše F (km²) vznikne určitý počet čtverečků N s délkou strany a.

$$a = \sqrt{\frac{F}{N}} \quad [km] \quad (1.3.1)$$

Obr. 1.3.4 Sestavení mřížové sítě



Strana čtverce a představuje vzdálenost křižovatek. Počet mříží napájených jedním transformátorem je m_t .

Při zvyšování odběru se mohou přidávat na vhodná místa další transformátory. Při výpadku jednoho transformátoru převezmou zatížení ostatní transformátory. Rezerva výkonu transformátorů v mřížové síti by měla být o 10% vyšší, než je očekávané maximální zatížení.

Jištění v mřížových sítích

V těchto sítích je potřeba zabránit zpětnému napájení místa poruchy přes kabelovou síť nn selektivním vypínáním.

Vedení vn 22, 10, 6 kV jsou jištěny ze strany zdroje vypínačem s nadproudovou ochranou. Na druhé straně, u transformátorů jsou připojeny pojistky vn. Na straně transformátoru je vypínač, který vypíná jen při zpětném proudu. Impuls k vypnutí jde od zpětného relé. Tento vypínač na nn straně transformátoru nemá nadproudové relé. Slouží pouze k odepnutí transformátoru také ze strany nn - kabelové mřížové sítě, kterou přichází zpětný proud od místa zkratu.

Vadný napáječ je tak odpojen z primární i sekundární strany. Při vzniku zkratu vypne téměř současně jak vypínač vn s nadproudovou ochranou, tak i vypínač se směrovým zpětným relé.

Mřížová síť zůstává v provozu a je napájena ostatními napáječi vn. Místo zkratu je vymezeno pojistkami nn. Výkonové pojistky nn jsou navrhovány s pomalou charakteristikou a musí být ve všech uzlech sítě se stejným jmenovitým proudem.

Jmenovitý proud se volí podle průřezu kabelu a jistí se na maximální proud. Mřížová síť musí být odolná proti běžným zkratům v domovních rozvodech.

Praktické zkušenosti z provozu mřížových sítí

- Mřížová síť je tvořena kabely jednotného průřezu.
- Transformátory se volí s ohledem na paralelní chod se stejným u_k (%) a vhodná je i stejná jmenovitá hodnota výkonu S (MVA). Pokud by bylo třeba některý transformátor odlehčit, zapojují se na vývody nn transformátoru malé reaktory. Tím se zvětší jeho celková reaktance a dojde k odlehčení transformátoru. Větší zatížení se přenáší na sousední transformátory mříže.
- Na mřížovou síť je možno připojovat i větší odběry průmyslového charakteru, zejména u větších průřezů kabelů.

Rozpad mřížové sítě je podmíněn:

- Přetížením transformátorů na 200%. Ze strany napáječe vn dochází k vypnutí
- Osazení pojistkami nn různé hodnoty jmenovitého proudu, má za následek odpojování částí sítě nepostížených poruchou.
- Mřížová síť, která je napájena pouze dvěma napáječi vn je labilní. Volíme 3 až 5 napáječů. Větší počet je nevhodný.

Sítě napájecí a rozvodné

Napájecí vedení je vedení, které má funkci přenosu elektrické energie a je převážně bez odboček spojuje elektrárnu s rozvodnou, hlavní rozvodnu s podružnou ap. Napájecí vedení mohou být paprsková nebo okružní. Rozvodná distribuční síť je určena k zásobování odběratelů vn nebo nn. Pro odběratele se z ní odbočuje spojkou T nebo průchodně. Rozvodná síť může být paprsková, okružní nebo mřížová.

Literatura ke kapitole 1.3: [3], [4]

1.4 Dělení sítí podle napájení

Primární síť VN jsou většinou napájeny z napěťové hladiny 110 kV. Budují se jako venkovní s vodiči o průřezích 95 až 120 mm² nebo kabelové s průřezem 120 až 240 mm².

Odbočky venkovních i kabelových vedení jsou tvořeny menšími průřezem.

Sekundární síť NN napájí se z distribučních transformoven VN. Budují se jako venkovní, v malých obcích, předměstích, s vodiči o průřezu 95 mm² nebo kabelové, ve městech, s kabely o průřezích až 240 mm².

Sítě rozvodné soustavy měst a průmyslových závodů obr. 1.4.1.

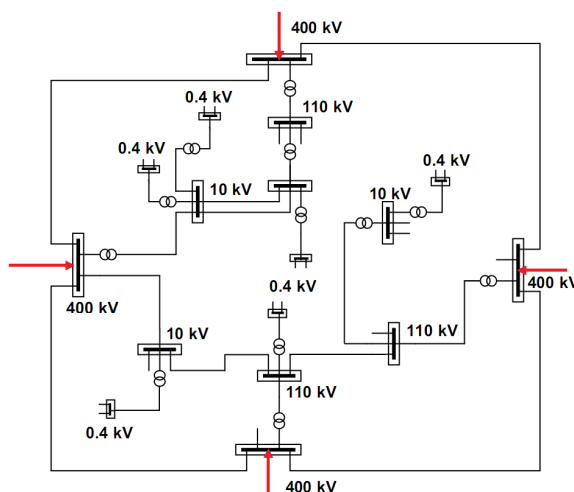
Struktura těchto sítí je závislá na velikosti místa nebo průmyslového závodu a na hustotě zatížení (kW.km²).

Pro velkoměsto je výhodný přívod VVN např. kabelem do středu území města, kde se provede rozvod v jediné napěťové hladině VN a dále transformace na NN.

Pro menší města končí přívod VVN na okraji města a přívody VN se přivádějí do středu jeho území (např. 110/22/0,4 kV).

Malá města se napájejí z rozvodů VN již distribučním napětím NN 22/0,4 kV.

Tyto sítě jsou v úrovni VN paprskové a v úrovni NN mřížové v případě větších měst, nebo paprskové v případě malých měst a obcí.



Obr. 1.4.1 Princip napájení měst a velkých závodů

Literatura ke kapitole 1.4: [8]

2. Zásady dimenzování vodičů

Při návrhu průřezu vodičů se volí největší průřez, který je požadovaný některou z následujících podmínek:

- Při daném proudové zatížení nesmí být teplota vodiče větší než dovolená.
- Úbytek napětí musí být ve stanovených mezích.
- Vodiče musí odolávat tepelným a dynamickým účinkům zkratového proudu.
- Vodiče musí být dostatečně mechanicky pevné.
- Průřezy vodičů musí být v hospodárných mezích.
- Musí být zaručena správná funkce elektrických ochran.

Literatura ke kapitole 2: [5]

2.1 Proudové zatížení

Dimenzování průřezu vodiče na dovolený proud vychází z dovoleného oteplení vodiče. Průchodem elektrického proudu vodičem dochází ke ztrátám a tím k vývinu tepla. Teplo, které se vyvine ve vodiči je přímo úměrné odporu vodiče a druhé mocnině protékajícího proudu. V ustáleném stavu se musí toto teplo převést povrchem vodiče do okolí. Teplo přenášené do okolí je přímo úměrné teplotnímu rozdílu mezi povrchem vodiče, izolace, a okolí a nepřímo úměrné tepelnému odporu T , izolace i bezprostředního okolního prostředí, mezi vodičem a vzdálenějším okolím, které vodič neovlivňuje.

Pro tepelné ztráty platí vztah 2.1.1:

$$\Delta P = R \cdot I^2 \quad (2.1.1)$$

Teplota vodiče nebo jádra kabelu nesmí překročit určitou maximální hodnotu ϑ_m , která závisí na materiálu izolace a na spojovacím materiálu vodiče. Oteplení vodiče tedy nesmí přesáhnout hodnotu $\Delta\vartheta_m = \vartheta_m - \vartheta_0$. Hodnota ϑ_0 je základní teplota okolního vzduchu popřípadě zeminy, ve které je vodič uložen. Pro maximální hodnotu proudu, kterým může být vodič zatěžován, pak platí vztah 2.1.2:

$$I = \sqrt{\frac{\Delta\vartheta_m}{R \cdot T}} \quad (2.1.2)$$

R elektrický odpor vodiče na jednotku délky [$\Omega \cdot m^{-1}$]

T tepelný odpor vodiče na jednotku délky mezi vodičem a okolím [$K \cdot m \cdot W^{-1}$]

$\Delta\vartheta_m$ maximální dovolený teplotní rozdíl jádra vodiče a okolí [K]

Literatura ke kapitole 2.1: [2]

2.2 Tepelné účinky zkratových proudů

Tepelné účinky zkratového proudu mohou působit nepříznivě hlavně na izolaci vodičů. Zkratový proud způsobí velké oteplení, během krátké doby trvání zkratu nemůže být toto teplo odvedeno do okolí, a proto se zvyšuje teplota vodičů. Tepelné účinky zkratového proudu se posuzují podle tzv. ekvivalentního oteplovacího proudu I_{KE} . Ekvivalentní oteplovací proud je fiktivní hodnota střídavého proudu stálé velikosti, která za dobu působení zkratu má stejné tepelné účinky jako skutečný zkratový proud. Pro minimální průřez kabelu platí s ohledem na tepelné účinky zkratového proudu následující podmínka (dle ČSN EN 60 865-1) 2.2.1 a 2.2.2:

$$S_{min} \geq I_{ke} \frac{\sqrt{t_k}}{K} \quad (2.2.1)$$

I_{ke} ekvivalentní oteplovací proud
 t_k doba trvání zkratu
 K koeficient respektující materiál a teplotu jádra před a po zkratu

$$I_{ke} = I_k'' \cdot k_e \quad (2.2.2)$$

I_k'' - počáteční rázový zkratový proud
 k_e - součinitel pro výpočet ekvivalentního oteplovacího proudu
Literatura ke kapitole 2.2: [2]

2.3 Dynamické účinky zkratových proudů

Dynamické síly vznikají elektromagnetickým působením proudů v sousedních vodičích. Největší silový ráz způsobuje nárazový zkratový proud I_{KM} . Je to v podstatě první amplituda zkratového proudu po vzniku zkratu za předpokladu maximální stejnosměrné složky. Síla mezi vodiči vztažená na jeden metr vodiče je dána vztahem 2.3.1:

$$F_K = 2 \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot 2 \cdot \frac{I_{km}^2}{a} \cdot 10^{-7} \quad (2.3.1)$$

I_{km} nárazový zkratový proud
 k_1 koeficient tvaru
 k_2 koeficient respektující uspořádání vodičů a fázový posun proudů
 a vzájemná vzdálenost vodičů

Literatura ke kapitole 2.3: [2]

2.4 Hospodárnost průřezu

Vodiče mají být dimenzovány tak, aby byly zatěžovány hospodárným proudem. Pořizovací náklady i náklady na provoz a údržbu by měly být optimální.

Hospodárný průřez lze určit ze vztahu (dle ČSN 34 1610) 2.4.1:

$$S = k \cdot I_p \cdot \sqrt{T} \quad (2.4.1)$$

k koeficient respektující druh a materiál vedení

I_p výpočtový proud

T doba plných ztrát

Dobu plných ztrát lze určit ze vztahu 2.4.2

$$T = \left[0,2 \frac{A}{P_p \cdot t} + 0,8 \left(\frac{A}{P_p \cdot t} \right)^2 \right] \quad (2.4.2)$$

A - energie přenesená vedením za rok

P_p - výpočtový výkon

t - počet provozních hodin připojeného zařízení za rok

Výpočtový výkon lze určit ze vztahu 2.4.3

$$P_p = P_i \cdot \beta \quad (2.4.3)$$

P_i instalovaný výkon

β součinitel náročnosti

Literatura ke kapitole 2.4: [1], [5]

2.5 Mechanická pevnost

Při rozpětí větším než 20 m se provádí kontrola namáhání vodičů a výpočet průhybu pro tyto případy počasí (dle ČSN 33 3300):

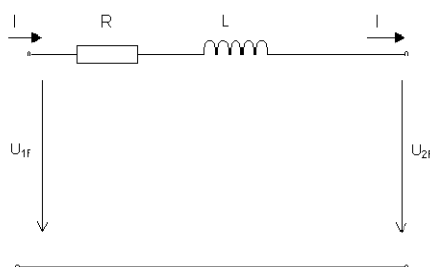
- a) $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$, bezvětrí, námrazek
- b) $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$, vítr, bez námrazku
- c) $+40\text{ }^{\circ}\text{C}$, bezvětrí
- d) $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$, bezvětrí, bez námrazku
- e) $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$, vítr, námrazek

U každého vedení vvn, vn a nn vyjma vedení do rozpětí 50 m se musí kontrolovat, zda namáhání vodičů při zvětšeném námrazku nepřesahuje 90 % pevnosti u vodičů ocelových, 85 % pevnosti u lan AlFe, 80 % pevnosti u lan Al.

Literatura ke kapitole 2.5: [5]

2.6 Úbytek napětí

Při výpočtu střídavých vedení VN a NN se respektují parametry vedení **R** a **L**. Vedení bude tedy nahrazeno podélnou impedancí **Z**. V případě trojfázového vedení bude uvažován symetrický provoz. Poměry v každé fázi budou stejné, pouze elektricky pootočené o 120° resp. 240°. Proto je možno použít jednofázový model vedení.

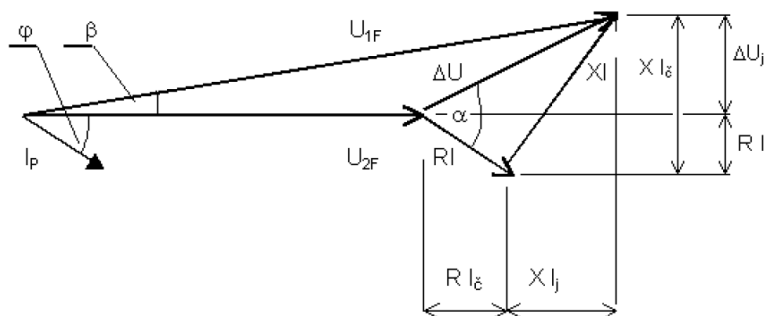


Napětí U_{1F} a U_{2F} na modelu vedení jsou napětí fázová. Pro tato napětí platí vztah 2.6.1:

$$\bar{U}_{1F} = \bar{U}_{2F} + \Delta \bar{U}_F = \bar{U}_{2F} + \bar{Z} \bar{I} = \bar{U}_{2F} + (R + jX)(I \cos \varphi \pm jI \sin \varphi) \quad (2.6.1)$$

Ve vztahu platí znaménko – pro induktivní zátěž a znaménko + pro kapacitní zátěž. Pro úbytek napětí pro induktivní zátěž platí vztah 2.6.2:

$$\Delta \bar{U}_F = (R + jX)(I_{\cos} - jI_{\sin}) = (RI_{\cos} + XI_{\sin}) + j(XI_{\cos} - RI_{\sin}) \quad (2.6.2)$$



Úhel α je tzv. úhel vedení, jeho tangenta je rovna X/R , což je poměr induktivní reaktance a odporu vedení. Je-li $\alpha = \varphi$ je hodnota jalové složky úbytku napětí ΔU_j rovna nule.

Úhel β je tzv. zátěžný úhel. U běžných vedení VN a NN je jeho hodnota velmi malá, nabývá hodnot do 3°.

Při praktických výpočtech se zanedbává jalová složka úbytku napětí, a proto je možno napsat následující vztah 2.6.3:

$$\Delta U_F = R \cdot I \cos \varphi + X \cdot I \sin \varphi \quad (2.6.3)$$

Hodnotu úbytku napětí je možno také vyjádřit z výkonu P_2 a Q_2 na konci vedení vztahy 2.6.4, 2.6.5, 2.6.6:

$$I_{\xi} = I \cos \varphi = \frac{P_2}{3U_{F2}} \quad (2.6.4) \quad I_j = I \sin \varphi = \frac{Q_2}{3U_{F2}} \quad (2.6.5)$$

$$\Delta \bar{U}_F = \frac{RP_2 + XQ_2}{3U_{F2}} + j \frac{XP_2 - RQ_2}{3U_{F2}} \quad (2.6.6)$$

Pro vyjádření procentního fázového úbytku napětí pak platí vztah 2.6.7 a 2.6.8:

$$\Delta U_{\%} = \frac{RP_2 + XQ_2}{3U_{F2}^2} \cdot 100 + j \frac{XP_2 - RQ_2}{3U_{F2}^2} \quad (2.6.7)$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{RP_2 + XQ_2}{U_2^2} \cdot 100 + j \frac{XP_2 - RQ_2}{U_2^2} \quad (2.6.8)$$

Ve vztahu jsou fázová napětí nahrazena sdruženými. Pro stanovení sdruženého úbytku napětí je nutno hodnotu fázového úbytku napětí vynásobit $\sqrt{3}$.

Pro stanovení úbytku napětí na střídavém vedení se nejčastěji používá vztah 2.6.9:

$$\Delta U_F = R \cdot I \cos \varphi + X \cdot I \sin \varphi \quad (2.6.9)$$

Tento vztah má dvě části. První část ΔU_1 je závislá na průřezu (obsahuje odpor R), druhá část ΔU_2 je v podstatě na průřezu nezávislá. Pro výpočet průřezu pak platí vztah 2.6.10:

$$\Delta U_1 = \Delta U_{DOV} - \Delta U_2 = \Delta U_{DOV} - XI_j = \Delta U_{DOV} - XI \sin \varphi = RI \cos \varphi = \rho \frac{l}{S} I \cos \varphi \quad (2.6.10)$$

Norma udává dovolený úbytek napětí na jednotlivých napěťových hladinách tabulka 2.6.1.

Tab. 2.6.1 Dovolené maximální úbytky napětí.

hladina napětí	dovolené odchylky	norma
NN	$\pm 10\%$	ČSN 33 0121
VN	$\pm 10\%$	ČSN EN 50 160 (ČSN 33 0122)
110 kV	$\pm 10\%$	ČSN 33 0120
220 kV	$\pm 10\%$	
400 kV	$\pm 5\%$	

Literatura ke kapitole 2.6: [1], [5]

2.7 Bezpečnost provozu

Jedná se o správné působení ochrany před nebezpečným dotykem (dle ČSN 332000-4-41).

Impedance poruchové smyčky musí splňovat vztah 2.7.1 a 2.7.2:

$$Z_s \cdot I_a \leq U_0 \quad (2.7.1)$$

$$Z_s = Z_{sv} \cdot k_v \quad (2.7.2)$$

Z_{sv} impedance poruchové smyčky zahrnuje zdroj, fázový vodič až k místu poruchy a ochranný vodič mezi místem poruchy a zdrojem

I_a proud zajišťující samočinné působení odpojovacího ochranného prvku v době stanovené normou

U_0 jmenovité napětí proti zemi

k_v koeficient zohledňující provozní vlivy, tolerance a napěťový součinitel zatížení sítě
($k_v = 1,25$)

Literatura ke kapitole 2.7: [1], [5]

2.8. Jistící přístroje používané v NN:

Pojistka

Je to v podstatě kousek zeslabeného vedení. Má všechny vlastnosti charakteristické pro vodič. Průchodem proudu se zahřívá tavný drátek a předává vznikající teplo do okolí. Jestliže se toto teplo nestačí vyzářit, zvýší se teplota vodiče až na jeho tavnou teplotu. Roztavením drátu se přeruší elektrický obvod. Hasivo, křemičitý písek, které obklopuje tavný drátek, vzniklý oblouk rychle ochladí a uhasí. Vhodnou konstrukcí lze reakci pojistky na nadproud poněkud zpozdít. Přerušování nadproudu je však i u pomalých pojistek velice rychlé.

Vlastnosti pojistky jsou charakterizovány jmenovitým napětím a proudem (hodnoty, které pojistka trvale vydrží) a vypínací schopností, tj. největším proudem, který je pojistka schopna přerušit.

Přehled o dobách, za které pojistky vypínají nadproudy různých velikostí, dávají tzv. vypínací charakteristiky. Vypínací charakteristiky jsou závislosti závislost vypínacího času na protékajícím proudu

Pojistky mají ještě, jednu velmi důležitou vlastnost, dovedou vypnout zkratový proud dříve, než dosáhne prvního maxima. Tím omezí hodnotu zkratového proudu.

Jistič

má proti pojistce výhodu opakovaného použití, nevýhodou však je vyšší cena a zdlouhavější vypínání velkých nadproudů. Jističe mívají zpravidla dva elementy, které jsou schopny způsobit jejich vypnutí: jsou to elektromagnetická a tepelná spoušť. Na vypínací charakteristice se to projevuje typickým zlomem, způsobeným funkcí zkratové spouště při velkých proudech.

Nadproudová relé

vypínají nepřímo, prostřednictvím stykačů. Jejich vypínací schopnost je malá. Bezpečně, vypnou asi osminásobek svého jmenovitého proudu I_N , a proto je v praxi vždy nutné předřadit jim pojistky a využít jejich omezovací schopnosti.

Literatura ke kapitole 2.8: [1]

3. Metody výpočtu průřezu vedení

3.1. Metoda konstantního průřezu

Metoda uvažuje konstantní průřez po celé délce vedení, nejčastěji využívaná metoda.

Konstantní průřez po celé délce vedení lze určit ze vztahu 3.1.1:

$$S = \frac{2\rho}{\Delta U_{dov}} \cdot \sum_{i=1}^n l_i \cdot I_i \quad [\text{mm}^2] \quad (3.1.1)$$

Úbytek napětí lze určit ze vztahu 3.1.2

$$\Delta U = \frac{2\rho}{S} \cdot \sum_{i=1}^n l_i \cdot I_i \quad [\text{V}] \quad (3.1.2)$$

Výkonové ztráty lze určit ze vztahu 3.1.3

$$\Delta P = \frac{2\rho}{S} \cdot \sum_{i=1}^n l_i \cdot I_i^2 \quad [\text{W}] \quad (3.1.3)$$

3.2 Metoda konstantní proudové hustoty

V každém úseku vedení je uvažována stejná hodnota proudové hustoty, vztah 3.2.1

$$\sigma = \frac{I_i}{S_i} = \text{konstantní} \quad [\text{A/mm}^2] \quad (3.2.1)$$

Úbytek napětí lze určit ze vztahu 3.2.2

$$\Delta U = 2\rho \cdot \sum_{i=1}^n \frac{l_i \cdot I_i}{S_i} \quad [\text{V}] \quad (3.2.2)$$

3.3 Metoda minima hmotnosti vodivého materiálu

- odstupňovaný průřez vedení
- minimální hmotnost

Průřez vedení lze určit ze vztahu 3.3.1:

$$Q = \min \Rightarrow V = \min \quad S_i = \sqrt{I_i} \cdot \frac{2\rho}{\Delta U_{dov}} \cdot \sum_{i=1}^n l_i \cdot \sqrt{I_i} = \sqrt{I_i} \cdot \sqrt{\lambda} \quad (3.3.1)$$

Literatura ke kapitole 3: [5]

4. Ztráty ve vedeních, transformátorech, činitel zatížení K a jeho význam

Proud ve vedeních s odbočkami, zejména ve vn a nn, není stejný po celé délce. V praxi se vyskytují tři hlavní typy: vedení zatížená na konci, vedení zatížená odbočkami a na konci. Vedení zatížená rovnoměrně po celé délce.

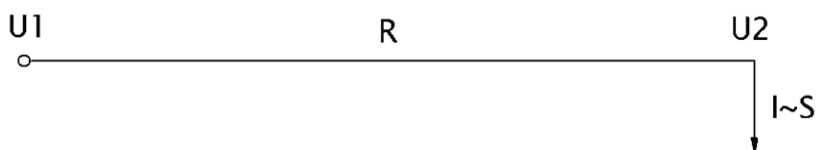
4.1 Vedení zatížená na konci

Pro trojfázové vedení zatížené na konci lze ztráty vyjádřit vztahem 4.1.1:

$$\Delta P = 3 \cdot R \cdot I^2 \cdot 10^{-3} \quad [\text{kW}; \Omega, \text{A}] \quad (4.1.1)$$

R odpor jednoho vodiče (jedné fáze)

I proud ve fázi



Obr. 4.1.1 Vedení zatížené na konci

Předpokládá se rovnoměrné rozložení proudů, tedy souměrné zatížení vztah 4.1.2

$$\Delta P = k \cdot R \cdot I^2 \cdot 10^{-3} \quad [kW; \Omega, A] \quad (4.1.1)$$

k je činitel zatížení, vyjadřující rozložení zátěže na vedení.

Někdy je výhodné rozlišovat ztráty způsobené činným proudem I_R a jalovým proudem I_L nebo I_c ($\cos\varphi \neq 1$).

Celkový proud lze určit ze vztahu 4.1.2:

$$I^2 = I_R^2 + I_L^2 \quad (4.1.2)$$

Ztráty lze určit ze vztahu 4.1.3:

$$\Delta P = k \cdot R (I_R^2 + I_L^2) \cdot 10^{-3} = k R I_R^2 \cdot 10^{-3} + k R I_L^2 \cdot 10^{-3} \quad (4.1.3)$$

- $k R I_R^2 \cdot 10^{-3}$ jsou činné ztráty výkonu způsobené činným proudem I_R procházející činným odporem R .
- $k R I_L^2 \cdot 10^{-3}$ činné ztráty výkonu způsobené jalovým proudem I_L procházející činným odporem R

Vyjádříme-li proud výkonem, dostaneme pro tři fáze ztráty podle vztahu 4.1.4

$$\Delta P = k R \frac{S^2}{3U^2} \cdot 10^{-3} = k R \frac{P^2 + Q^2}{3U^2} \cdot 10^{-3} \quad (4.1.4)$$

Vedení má kromě činného odporu R také reaktanci X_L a vyžaduje magnetizační příkon jsou to jalové ztráty ve vedení ΔQ . Platí následující vztah 4.1.5:

$$\Delta Q = k X_L I^2 \cdot 10^{-3} \quad [kVar; \Omega, A] \quad (4.1.5)$$

A při rozložení na složky proudu I_R a I_L platí vztahy 4.1.6 a 4.1.7:

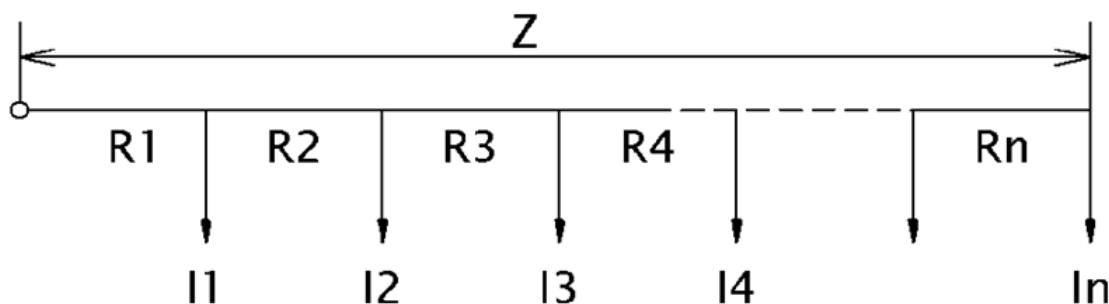
$$\Delta Q = k X_L I_R^2 \cdot 10^{-3} + k X_L I_L^2 \cdot 10^{-3} \quad (4.1.6)$$

$$\Delta Q = \Delta Q_P + \Delta Q_Q \quad (4.1.7)$$

Obě složky proudu způsobují jalové ztráty, které nevyžadují potřebu ulí, takže v úvahách o ocenění ztrát se neuplatňují. Zvětšují však nároky na generátory a způsobují úbytek napětí $X_L I$.

Literatura ke kapitole 4.1: [4]

4.2 Vedení zatížené odbočkami i na konci



Obr. 4.2.1 Vedení zatížené odbočkami i na konci

Ztráty výkonu jsou dány součtem ztrát (vztah 4.2.1) jednotlivých úseků, při konstantním $\cos\varphi$ všech odběrů.

$$\Delta P = 3 \cdot R_n I_n^2 + \dots + 3R_3 (I_n + \dots + I_3)^2 + 3R_2 (I_n + \dots + I_3 + I_2)^2 + 3R_1 (I_n + \dots + I_3 + I_2 + I_1)^2 \quad (4.2.1)$$

Je-li dán odpor na jednotku délky r [Ω/km] lze ztráty určit ze vztahu 4.2.2

$$\Delta P = 3Rl_n I_n^2 + \dots + 3rl(I_n + \dots + I_3)^2 + 3rl_2(I_n + \dots + I_3 + I_2)^2 + \dots \quad (4.2.2)$$

Kde l_1, l_2, \dots, l_n jsou dílčí úseky v kilometrech.

Obecně lze ztráty vyjádřit ve třech fázích s n zatíženími různě rozloženými pomocí vztahu 4.2.3.

$$\Delta P = 3R \cdot 10^{-3} \sum_{i=1}^n I_i^2 l_i \quad [kW; \Omega/\text{km}, A, \text{km}] \quad (4.2.3)$$

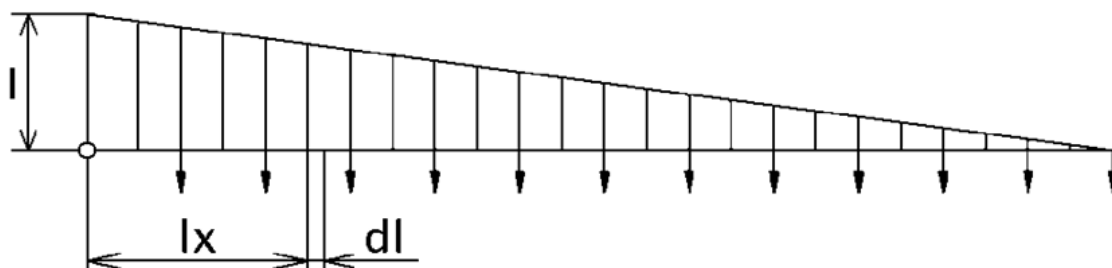
kde I_i jsou součty proudů procházející i -tým úsekem sítě délky l_i . Je-li vedení složeno z několika průřezů, počítá se každý průřez zvlášť.

Protože v praxi známe obvykle proud na začátku vedení, hledáme vztah mezi proudem na začátku I a proudem I_i , vyjadřuje jej činitel k který lze určit ze vztahu 4.2.4

$$k = \frac{3 \sum_{i=1}^n I_i^2 l_i}{I^2 l} \quad (4.2.4)$$

Literatura ke kapitole 4.2: [4]

4.3 Vedení rovnoměrně zatížené



Obr. 4.2.1 Vedení rovnoměrně zatížené

Městské nebo místní venkovní sítě v obcích se vyznačují velkým počtem přípojek, dosti rovnoměrně rozdělených podél vedení a s přibližně stejnou spotřebou každého odběratele. Takové zatížení lze považovat za rovnoměrné. Ztráty ve třech fázích s proudem na začátku I jsou určeny vztahem 4.3.1:

$$\Delta P = RI^2 \quad (4.3.1)$$

Odhaduje se, že v sítích vn jsou ztráty asi 3,9 až 4,4 % z dodané energie do nich, v sítích nn asi 6 až 8 % ve městech a 8 až 12 % ve venkovských obcích. Procento ztrát se během doby mění, neboť zatížení se neustále zvětšuje a zesilování sítí bývá za vzrůstem zatížení opožděné.

Literatura ke kapitole 4.3: [4]

4.4 Vztah úbytku napětí ΔU vzhledem ke ztrátám

Procentní úbytek napětí při účinníku $\cos \varphi = 1$ vedení zatíženého na konci je možné vyjádřit vztahem 4.4.1

$$\Delta u = \frac{\sqrt{3}IR}{U} 100 \quad [\%, A, V] \quad (4.4.1)$$

a procentní ztráty téhož vedení souměrně zatíženého můžeme zapsat vztahem 4.4.2

$$\Delta p = \frac{3RI^2}{\sqrt{3}UI} 100 = \frac{\sqrt{3}RI}{U} 100 \quad [\%] \quad (4.4.2)$$

U vedení zatížené rovnoměrně po celé délce platí vztahy 4.4.3

$$\Delta u = \frac{1}{2} \frac{\sqrt{3}IR}{U} 100 \quad \Delta p = \frac{3RI^2}{\sqrt{3}UI} 100 = \frac{1}{3} \frac{\sqrt{3}RI}{U} 100 \quad (4.4.3)$$

neboli číselná procentní hodnota ztrát je menší než číselná procentní hodnota úbytku napětí.

$\Delta p / \Delta u = 2/3$ neboli $\Delta p = 2/3 \Delta u$ [%] pro vedení rovnoměrně zatížené.

Je-li $\cos \varphi \neq 1$ pak u vedení zatíženého na konci a při současném $X \approx 0$ je Δu 4.4.4

$$\Delta u = \frac{\sqrt{3}IR \cos \varphi}{U} 100 \quad (4.4.4)$$

a ztráty 4.4.5

$$\Delta p = \frac{\sqrt{3}RI}{U \cos \varphi} 100 \quad (4.4.5)$$

neboli $\Delta p = \Delta u / \cos^2 \varphi$

Je zřejmé, že sítě s velkými úbytky napětí mají také velké ztráty. V městských sítích nn je obtížné ztráty měřit i počítat, obvykle se odhadují. Velikost úbytků napětí, které lze snadněji měřením získat, může být přibližným ukazatelem velikosti ztrát v procentech.

Literatura ke kapitole 4.4: [4]

4.5 Ztráty v transformátorech

Transformátory jsou součástí celé rozvodné soustavy a jejich vlastní spotřebu, ať činnou nebo jalovou, lze ze stanoviska soustavy považovat za ztráty.

Ztráty dělíme na:

stálé, naprázdno $\Delta P_0 (= \Delta P_{Fe})$,

proměnné ve vinutí ΔP_V .

V praxi se počítají ztráty ve vinutí z celkových ztrát zjištěných na krátko ΔP_V 4.5.1.

$$\Delta P_V = \Delta P_K \left(\frac{I}{I_n} \right)^2 = \Delta P_K \left(\frac{S}{S_n} \right)^2 \quad (4.5.1)$$

I provozní maximální proud v transformátoru v roce nebo jiném údobí, pro které ztráty počítáme.

S zdánlivý maximální provozní příkon

I_k, S_k jsou jmenovité hodnoty transformátoru

Celkové ztráty transformátoru jsou dány součtem ztrát v železe a ve vinutí 4.5.2.

$$\Delta P_T = \Delta P_0 + \Delta P_K \left(\frac{S}{S_n} \right)^2 \quad [kW; kW, kVA] \quad (4.5.2)$$

Ztráty energie lze určit ze vztahu 4.5.2

$$\Delta W = \Delta P_0 T + \Delta P_K \left(\frac{S}{S_n} \right)^2 T_{\Delta} \quad (4.5.3)$$

T je doba chodu transformátoru, obvykle bývá rovna jednomu roku (8760 hodin).

T_{Δ} je doba plných ztrát (liší se od dob plných ztrát vedení, jež transformátor napájí).

Literatura ke kapitole 4.4: [4]

5. Kvalita elektrické energie

Elektrické zařízení provozované v elektrizační soustavě musí být navrženo, zhotoveno, zapojeno a provozováno tak, aby v elektrizační soustavě nebyly překročeny mezní hodnoty kvality elektrické energie.

Metody snižování úrovně harmonických:

Omezení harmonických u zdrojů

- použití vícepulzních zapojení měničů (obvykle dvanáctipulzní).
- lze řešit i "kvazivícepulzním" - dva (nebo více) šestipulzní měniče napájené z trojvinutového transformátoru, kde sekundární vinutí mají fázový posun 30° , pak pro 5. harmonickou je posun 150° a pro 7. harmonickou 210° nedojde k úplnému potlačení.
- oddělení "špinavých" spotřebičů, které generují rušivé vlivy od ostatních vhodným zapojením sítě - např. napájení ze samostatných přípojníc.

Filtry harmonických

- pasivní rezonanční filtry - sériový rezonanční LC obvod, naladěný na příslušnou harmonickou, který se připojí paralelně ke zdroji harmonických. Pro filtraci se obvykle připojí více paralelních rezonančních obvodů.
- aktivní filtry - paralelně nebo sériově připojený generátor řízený vhodným regulačním systémem, který i v dynamických stavech kompenzuje harmonické složky.

Literatura ke kapitole 5: [3], [6]

6. Program PAS-DAISY Off-Line Bizon Projektant vlastnosti a použití

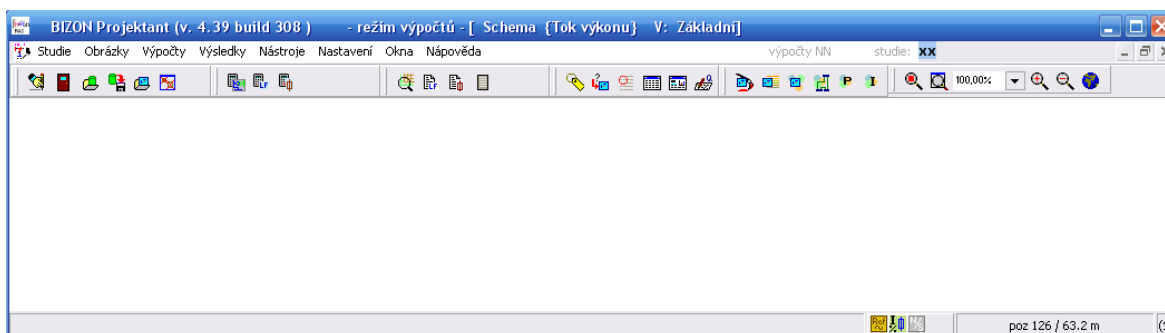
Model sítě byl vytvořen v programu DAISY Bizon Projektant na základě zadaných parametrů a struktury. Program umožňuje výpočet zatížení a ztrát vedení, transformátorů, výpočet napětí v jednotlivých uzlech vedení apod. V programu lze veškeré parametry a modely sítí modifikovat což je výhodné zejména pro budoucí použití. Bližší informace o programu budou popsány v dalších kapitolách.

6.1 Popis programu Bizon Projektant

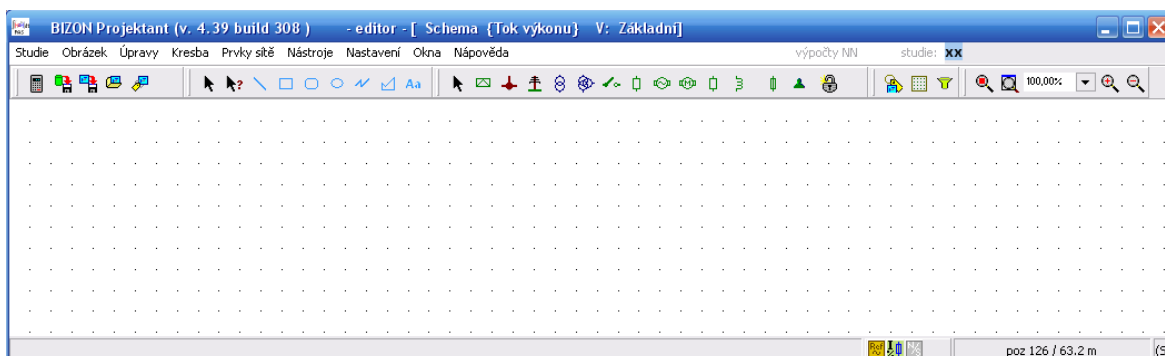
PAS-DAISY Off-Line je soubor programů pro využití při přípravě provozu ES, plánování změn ve výstavbě a nové výstavby částí ES, projekci částí ES, hodnocení provozu ES, návrh jištění atd. Vyznačuje se rozšířenou množinou funkcí a výpočetních metod, plně grafickým zobrazením a dosažitelností na počítačových platformách MS. Hlavní okno programu je na obrázku 6.1.1.

Režimy programu Výpočty / Editor

Program má dva režimy činnosti. Po jeho spuštění se ocitneme v Režimu výpočtů, ve kterém se provádí manipulace se sítí, zadávání vstupních hodnot výpočtů a hlavně veškeré výpočty nad sítí a analýza výsledků těchto výpočtů. Není zde povoleno přidávat a odebírat jednotlivé datové objekty (uzly, větve, záznamy v typových tabulkách apod.) a provádět změny v obrázcích (měnit polohu datových objektů a jejich pomocných údajů – popisků apod.). Pro tyto činnosti slouží druhý režim programu – Editor.



Obr. 6.1.1 Hlavní okno programu režim výpočtů.



Obr. 6.1.2 Hlavní okno programu editor

Modelování sítě NN

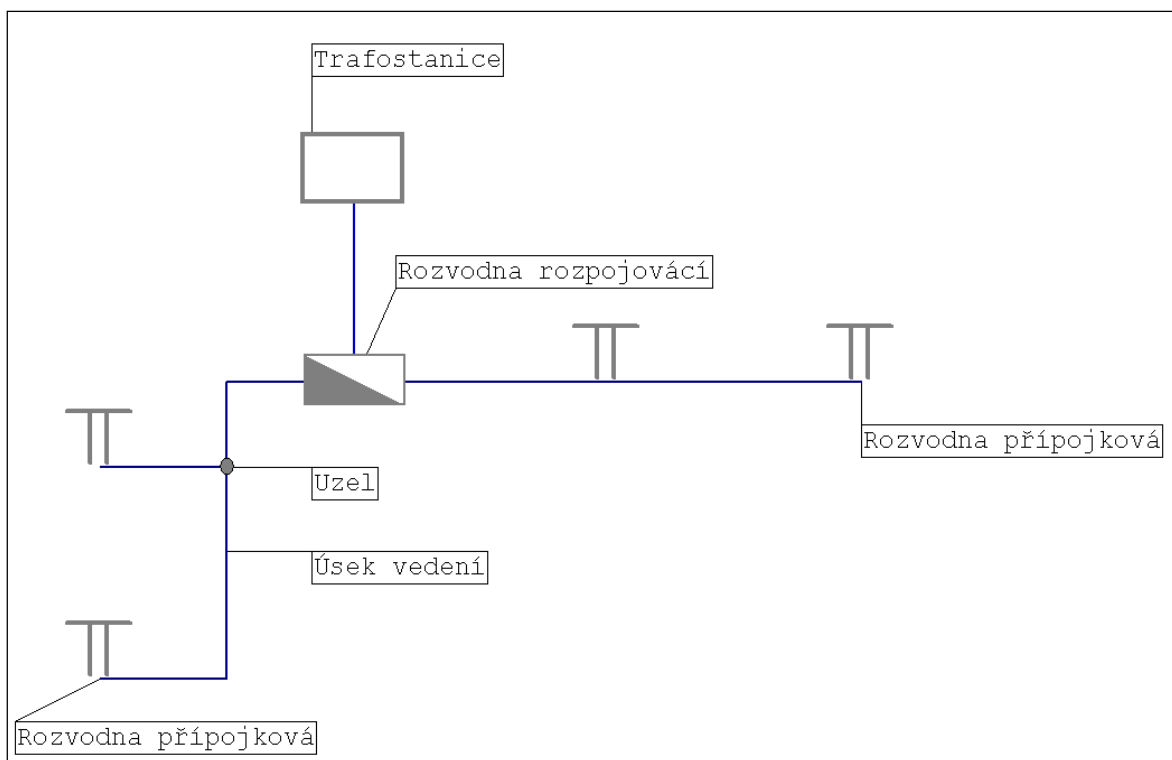
Model se skládá z prvků, uzlů (přípojníc, „téček“) a větví (vedení, transformátorů, injekcí, spínačů apod.) dále je tvořen rozvodnicemi, rozvaděči transformovny a podobnými objekty. Je zde zvykem nekreslit přímo jednotlivé uzly a detaily kolem nich, ale vkládat do sítě celé trafostanice, rozvodnice apod. vcelku. Vedením pak propojujeme v obrázku jednotlivé vložené skříně, propojení na uzly skryté ve skříních provádí systém automaticky. Parametry prvků sítě se vybírají z typových tabulek, tyto parametry lze libovolně přepsat novou hodnotou. Příklad modelu sítě je na obrázku 6.1.2.

Nastavení parametrů

Jelikož má síť nn řadu specifik, je vhodné použít speciální nastavení programu právě pro síť nn.

Výpočet ustálené ho chodu sítě

Výpočet provedeme tak, že se přepneme do režimu výpočtů a spustíme výpočet v submenu Výpočty. Po dokončení výpočtu můžeme prohlížet výsledky výpočtu, které lze uložit jako textový soubor.



Obr. 6.1.2 Model sítě nakreslené v programu Bizon Projektant.

Výsledky výpočtu

V záhlaví výpočtu jsou chyby výpočtu označené „?“, při kterých můžeme výpočet ještě dokončit a chyby označené „!“, kdy výpočet už nedoběhne. Dále je zde průběh iterací a zpřesňování výsledku výpočtu.

Ve výsledcích u objektů najdeme:

- pro uzly: jméno, oblast, jmenovité a zadané relativní napětí, vypočtené sdružené a fázové napětí a jeho úhel, poměrné napětí ke jmenovitému, činnou a jalovou dodávku a odběr, kompenzaci jaloviny.
- pro linky: jméno, oblast, typ linky, jména počátečního a koncového uzlu linky, napětí na začátku a konci linky, tok činného a jalového výkonu linkou, proud, ztráty a poměrné zatížení linky.
- pro transformátory: aktuální odbočku, typ dle typové tabulky, jména uzlu připojení primárního a sekundárního vinutí, oblast, napětí na obou vývodech vč. jeho úhlu, tok činného a jalového výkonu, proud vinutí mi, ztráty a poměrné zatížení transformátoru.
- souhrnné hodnoty: průměrná napětí, bilance a zatížení za uzlovou soustavu a za celou síť.

Výsledky výpočtů a parametry jednotlivých prvků lze zobrazit také přímo ve schématu sítě pomocí visaček. Hodnoty na visačkách se mění, pokud se změní vypočtená hodnota daného prvku.

Literatura ke kapitole 6: [10]

6.2 Použitá výpočetní metoda a předpoklady pro výpočet

Výpočet probíhá modifikovanou metodou Newton-Raphson, čímž je zaručena rychlá a spolehlivá konvergence výpočtu. V použité metodě není nutné provádět sestavení a triangularizaci Jakobiánu v každé iteraci, čímž se urychluje výpočet. Defaultně je nastaveno sestavení a triangularizace Jakobiánu v každé iteraci. Podle požadované přesnosti výpočtu a stavu sítě končí výpočet obvykle za 3 až 6 iterací. Výpočet probíhá samostatně pro každou samostatnou uzlovou soustavu v síti.

Podrobný popis použité výpočetní metody ustáleného chodu

Výpočet ustáleného chodu ES lze matematicky formulovat jako řešení soustavy nelineárních algebraických rovnic, vyjadřujících vazby mezi výkony a napětími uzlů ES. Tuto soustavu nelineárních rovnic lze nahradit dvěma soustavami lineárních algebraických rovnic

$$|S| = |U_d| \cdot |I^*| \quad (6.1.1)$$

$$|I| = |Y| \cdot |U| \quad (6.1.2)$$

$|S|$ je vektor uzlových výkonů

$|U|$ je vektor uzlových napětí

$|I|$ je vektor uzlových proudů

$|U_d|$ je diagonální matice uzlových napětí

$|Y|$ je uzlová admitanční matice soustavy

Literatura ke kapitole 6.2: [13]

7. Ekonomické hodnocení

Kritéria technicko - ekonomické efektivity

Cílem kritérií technicko-ekonomické efektivity je v projekční i provozní praxi:

- vybrat optimální variantu projektované investice nebo způsobu provozu, která zajistí podnikatelskému subjektu maximální zisk při dodržení limitovaného objemu investičních prostředků,
- sestavit pořadí všech posuzovaných variant podle jejich technicko-ekonomické efektivity jako podklad pro respektování neekonomických faktorů.

V současné době se v tržních ekonomikách nejčastěji používají k hodnocení ekonomické efektivity investic tato kritéria:

- čistá současná hodnota (NPV - net present value)
- vnitřní výnosové procento (IRR - internal rate of return)
- doba návratnosti (PP - payback period)

Čistá současná hodnota

Představuje nejvhodnější a nejpresnější způsob ekonomického vyhodnocování investičních projektů. Jedná se o rozdíl mezi diskontovanými peněžními příjmy (tj. současnou hodnotou příjmů) a diskontovanými jednorázově vloženými prostředky (tj. současnou hodnotou investičních nákladů) za dané sledované období. Ke stejnému výsledku se dospěje diskontováním čistého peněžního toku v jednotlivých letech (tj. saldo peněžních příjmů a výdajů plynoucích z realizace investice) a jejich součtem za dobu posouzení:

$$NPV = \sum_{T_{p\check{c}\check{c}}=1}^{T_{DP}} CF_T \cdot (1 + r)^{-T} \quad (\text{Kč}) \quad (7.1)$$

NPV je čistá současná hodnota

CF_T čistý peněžní tok nominální (cash flow) v jednotlivých letech sledovaného období; může být i záporný (zejména v prvních letech)

r diskontní sazba

T 1, 2, 3... - pořadové číslo hodnoceného období (roku)

T_p doba posouzení.

Vnitřní výnosové procento

Odpovídá dříve používané vnitřní úrokové míře a lze jej definovat jako úrokovou míru, při které se současná hodnota peněžních příjmů z investice rovná současné hodnotě kapitálových výdajů. Jinými slovy jde o takovou úrokovou míru, při které se čistá současná hodnota rovná nule.

$$NPV = \sum_{T_{p\check{c}\check{c}}=1}^{T_{DP}} CF_T \cdot (1 + IRR)^{-T} = 0 \quad (\text{Kč}) \quad (7.1)$$

Čím je hodnota IRR vyšší, než diskontní sazba příslušného typu projektu, tím je efektivnost stavby "zaručenější".

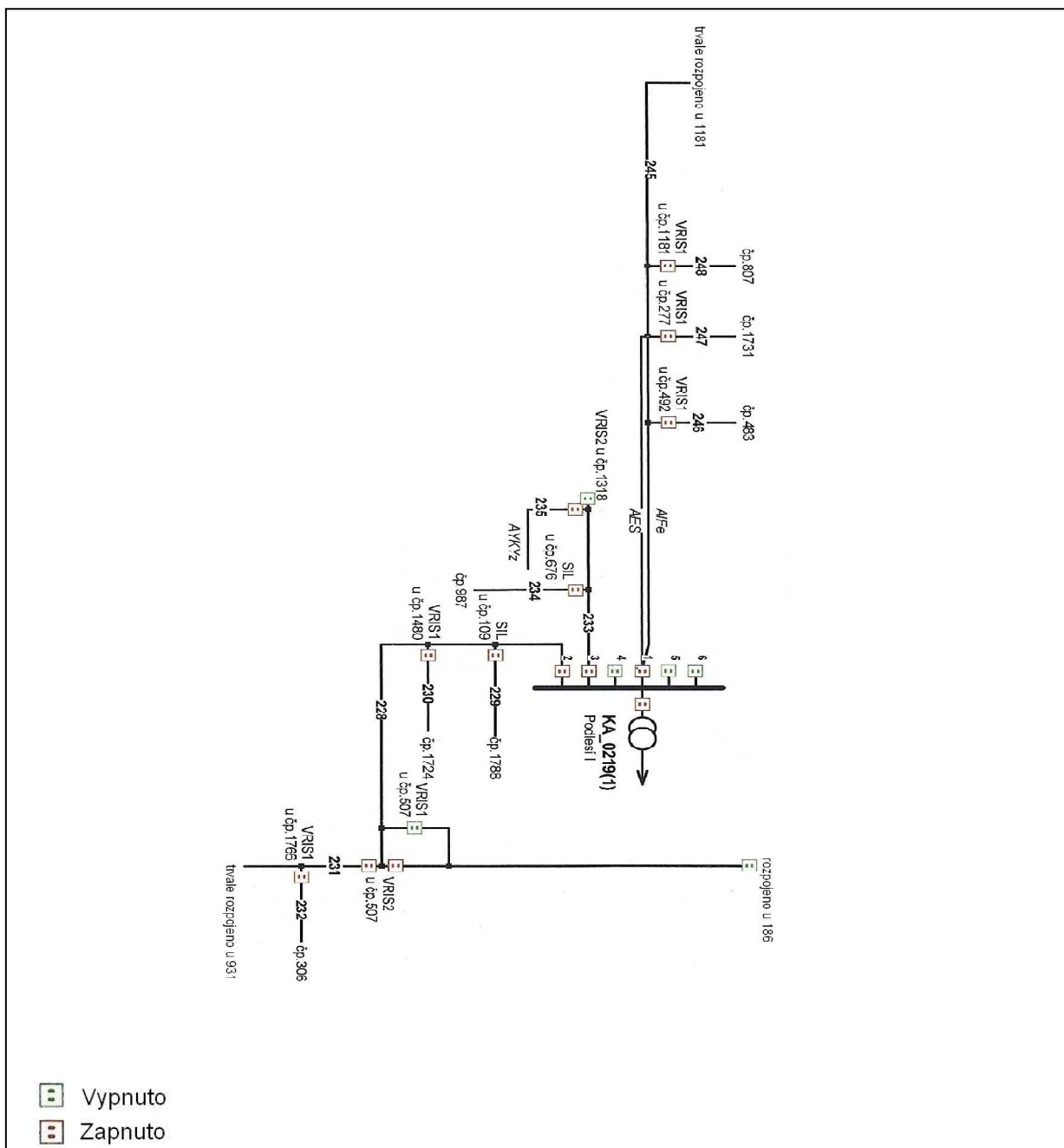
Doba návratnosti

Dobu návratnosti lze definovat jako počet let, za který se kapitálový výdaj splatí peněžními příjmy z investice. Investice je tím lepší, čím je kratší doba jejího splacení. Nevýhodou této metody je to, že neuvažuje výnosy po době splacení a tudíž preferuje varianty s kratší životností, i když mohou být méně efektivní. Pomocí doby úhrady se mohou porovnávat jen investiční varianty se stejnou dobou životnosti a stejným průběhem peněžních příjmů z investice. Metoda nemůže být všeobecným kritériem pro posuzování investic, poskytuje však důležitou informaci o riziku investice (doba splacení 2 roky je menším rizikem než doba 10 let) a o likviditě investice (ukazuje, jak dlouho bude původní kapitál v investici vázán).

Literatura ke kapitole 7: [7]

8. Informace o stávajícím stavu sítě

Řešená síť o napětí 0,4 kV se nachází v lokalitě Rychvald na Ostravsku, - je realizována na betonových podpěrách a je tvořena především vodiči AlFe. Napájení sítě je prováděno z trafostanice KA_0219 22/0,4kV o výkonu 400 kVA. Z trafostanice jsou vyvedeny dvě hlavní vedení AlFe s průřezem $3 \times 70 + 50 \text{ mm}^2$ a jedno dvojité vedení realizované vodiči AlFe s průřezem $3 \times 70 + 50 \text{ mm}^2$ a kabelem AES s průřezem $4 \times 95 \text{ mm}^2$. Představu o síti si lze udělat z následujícího obrázku 8.1.



Obrázek 8.1 Schéma sítě

8.1 Údaje o odběrných místech zadané společností ČEZ Distribuce, a.s.

V následující tabulce jsou uvedena čísla popisná a příslušné kategorie elektrizace k jednotlivým odběratelům a informace o typech nebytových odběrů používaných dále ve výpočtu soudobých měrných hodnot pro řešení sítě v ustáleném stavu.

Tab. 8.1.1 Odběrná místa.

Odběrné místo	Kategorie elektrizace	Odběrné místo	Kategorie elektrizace	Odběrné místo	Kategorie elektrizace
č.p.1207	A	č.p.1354	A	č.p.616	B2
č.p.1724	A	č.p.513	B2	č.p.173	B2
parcela_4125/3	B2	č.p.1612	B2	č.p.1674	B2
parcela_4128/3	B2	č.p.199	B2	č.p.1400	B2
č.p.306	A	č.p.870	A	č.p.452	B2
č.p.612	A	č.p.516	B2	č.p.680	B2
č.p.935	A	č.p.1318	B2	č.p.189	B2
č.p.1793	A	parcela_2964/2	zahrada	č.p.292	B2
č.p.1344	B2	č.p.217	B2	č.p.1184	B2
č.p.1690	A	č.p.566	B2	č.p.1666	B2
č.p.806	A	č.p.355	B2	č.p.80	B2
č.p.480	A	č.p.266	B2	č.p.584	Cp
parcela_4023	A	č.p.649	B2	č.p.1839	B2
č.p.1225	A	č.p.987	B2	č.p.1788	B2
č.p.1410	B2	č.p.376	B2	č.p.463	B2
č.p.186	B2	č.p.512	A	č.p.1186	B2
č.p.1626	B2	č.p.289	B2	č.p.10	B2
č.p.385	A	č.p.676	B2	č.p.964	B2
č.p.948	B2	č.p.886	A	č.p.262	B2
č.p.794	B2	č.p.577	B2	č.p.223	B2
č.p.324	B2	č.p.807	B2	č.p.483	B2
č.p.658	A	č.p.1731	B2	č.p.628	B2
č.p.185	B2	č.p.627	A	č.p.474	B2
č.p.1717	B2	č.p.293	A	č.p.277	škola
č.p.183	B2	č.p.1500	A	č.p.1695	B2
č.p.1766	B2	č.p.619	A	parcela_4187	B2
č.p.931	B2	č.p.970	A	č.p.544	B2
č.p.1727	B2	č.p.509	B2	č.p.492	B2
č.p.249	B2	č.p.1438	B2	č.p.1370	B2
č.p.800	B2	parcela_3950	A	č.p.109	B2
č.p.507	B2	č.p.1181	B2	parcela_4173	B2
č.p.1480	B2	č.p.344	B2	č.p.225	B2
karosárna	karosárna	č.p.188	B2		

8.2 Výpočet soudobých měrných hodnot zatížení jednotlivých odběratelů pro ustálený chod sítě.

Hodnoty pro výpočet soudobých měrných hodnot zatížení byly čerpány z tabulkových hodnot, z literatury [7], dále byl z této literatury také převzat výpočet soudobých měrných hodnot zatížení. Tyto hodnoty jsou vyhodnocovány z velkého počtu měření jednotlivých typů odběrných míst. Aby se model sítě co nejvíce blížil realitě je možné jednotlivé odběry upřesnit pomocí naměřených hodnot. Naměřené hodnoty nebyly k dispozici, proto dále nejsou použity a je počítáno pouze s teoretickými hodnotami.

Pro další výpočet a určení hodnot ročního přírůstku zatížení bylo taktéž čerpáno z literatury [7].

Tab. 8.2.1 Údaje o odběrech

Typ odběru	Stupeň elektrizace	Počet odběratelů n [-]
Bytový		
	A	16
	B2	73
	Cp	6

Nebytový	Provozovna	1
	Zahrada	1
	Škola	1

- A základní elektrické spotřebiče domácnosti, které k vytápění a k vaření používají plyn
 B2 základní elektrické spotřebiče, el. vaření a ohřev teplé užitkové vody.
 Cp základní elektrické spotřebiče, el. vaření, ohřev teplé užitkové vody a vytápění přímotopy.

8.3 Výpočet hodnot maximálního měrného zatížení pro bytové a nebytové odběry pro rok 2010 a 2300

Typ zástavby je vyhodnocen jako okrajová obec – město vilové čtvrti. Pro určení typu zástavby bylo čerpáno z literatury [7]. Hodnoty měrného zatížení byly uvedeny pro rok 2000, a proto jsou přepočteny na rok 2010 a 2030.

Tab. 8.3.1 Hodnoty maximálního měrného zatížení pro bytové odběry přepočtené na rok 2010 a 2030

Kategorie elektrizace	rok 2000	rok 2010	rok 2030
	P_{mb} [kW/bj.]	P_{mb} [kW/bj.]	P_{mb} [kW/bj.]
A	0,58	0,78	1,41
B2	1,96	2,27	3,06
Cp	8,43	9,31	11,36

Tab. 8.3.2 Přepočet maximálního měrného zatížení pro nebytové odběry pro rok 2010 a 2030

Kategorie elektrizace	rok 2010	rok 2030
	P_{max} [kW]	P_{max} [kW]
Karosárna	15	27,17
Zahrada	1	1,81
Škola	40	72,45

Typy nebytových odběrů a doba kdy nastává maximální zatížení:

dopoledne - zubní laboratoř, pneuservis, provozovny, školská zařízení
večer - hřiště restaurace

Výpočet hodnot pro budoucí zatížení

Pro výpočet hodnot budoucího zatížení je možné použít následujícího vztahu 8.3.1. Hodnoty ročního přírůstku jednotlivých kategorií elektrizace je uvedeno v tab. 8.3.3, čerpáno z literatury [7]

$$P = P_0 \cdot \left(1 + \frac{z}{100}\right)^{T_r} \quad (8.3.1)$$

P Předpokládané budoucí zatížení [kW]
 P_0 Současné zatížení [kW]
 z Roční přírůstek zatížení v %
 T_r Doba na kterou je zatížení počítáno v rocích

Tab. 8.3.3 Hodnota ročního přírůstku zatížení

	Kategorie elektrizace	z [%]
Bytové odběry	A	3
	B2	1,5
	Cp	1
Nebytové odběry		2

Tab. 8.3.4 Podíl bytových odběrů na maximálním zatížení v časových pásmech dne $k_p - \text{byt}$ [-]

Bytové odběry			
Kategorie elektrizace	Dopoledne	Večer	Noc
A	0,5	1	0,29
B2	0,7	0,6	1
Cp	0,35	0,35	1

Tab. 8.3.5 Podíl nebytových odběrů na maximálním zatížení v časových pásmech dne f_s [-]

Nebytové odběry			
	Dopoledne	Večer	Noc
Karosárna	1	0,8	0,2
Zahrada	1	0,8	0,2
Škola	1	0,5	0,1

8.4 Určení maxima odběru v časovém pásmu dne

Soudobou hodnotu zatížení v jednotlivých částech dne lze určit podle následujících vztahů 8.4.1, 8.4.2.

Bytové odběry:

$$P_{MAX} = n \cdot P_{mb} \cdot k_{p-byt} \quad (8.4.1)$$

Nebytové odběry:

$$P_{MAX} = n \cdot P_{max} \cdot f_s \quad (8.4.2)$$

n počet odběratelů

P_{mb} maximální měrné zatížení pro bytové odběry

k_{p-byt} podíl bytových odběrů na maximálním zatížení v časových pásmech dne

P_{max} maximálního měrného zatížení pro nebytové odběry

f_s podíl nebytových odběrů na maximálním zatížení v časových pásmech dne

Tab. 8.4.1 Maximum odběru v časovém pásmu dne pro bytové odběry P_{MAX} [kW]

Bytové odběry			
Kategorie elektrizace	Dopoledne	Večer	Noc
A	6,24	12,47	3,62
B2	116,24	99,63	166,05
Cp	19,56	19,56	55,87
Součet	142,03	131,66	225,64

Tab. 8.4.2 Maximum odběru v časovém pásmu dne pro nebytové odběry P_{MAX} [kW]

Nebytové odběry			
	Dopoledne	Večer	Noc
Karosárna	15	12	3
Zahrada	1	0,8	0,2
Škola	40	20	4
Součet	56	32,8	7,2

Tab. 8.4.3 Součet maxim odběrů

Součet maxim bytových a nebytových odběrů			
Celkový součet [kW]	198,03	164,46	232,74

Z výpočtů plyne, že k maximálnímu zatížení dochází v noci, pro jednotlivé odběratele proto budou použity soudobé měrné hodnoty zatížení, které odpovídají noční době.

8.5 Vypočtené soudobé měrné hodnoty zatížení

Soudobé měrné hodnoty pro rok 2010

Tab. 8.5.1 Soudobé měrné hodnoty pro bytové odběry

Bytové odběry [kW/bj.]	
Stupeň elektrizace	
A	0,23
B2	2,27
Cp	9,31

Tab. 8.5.2 Soudobé měrné hodnoty pro nebytové odběry

Nebytové odběry [kW]	
Karosárna	3
Zahrada	0,2
Škola	4

Soudobé měrné hodnoty pro rok 2030

Návrh se provádí přibližně do poloviny života sítě, doba života se udává přibližně na 30 až 50 let.

Soudobé měrné hodnoty zatížení pro rok 2030 jsou přepočteny pomocí hodnot nárůstu spotřeby uvedené v tabulce Tab. 8.3.3.

Tab. 8.5.3 Soudobé měrné hodnoty pro bytové odběry

Bytové odběry [kW/bj.]	
Stupeň elektrizace	
A	0,41
B2	3,06
Cp	11,36

Tab. 8.5.4 Soudobé měrné hodnoty pro nebytové odběry

Nebytové odběry [kW]	
provozovna	5,43
provozovna	0,36
škola	7,25

Tyto hodnoty budou nadále použity v modelu sítě pro analýzu ustáleného stavu sítě realizované pomocí programu Bizon Projektant.

9. Popis modelu sítě nn vytvořené v programu Bizon Projektant

Model sítě byl sestaven v programu Daisy Bizon Projektant na základě měrných soudobých hodnot vypočtených v kapitole 8.5 a údajů dodaných společností ČEZ Distribuce, a.s. Sít' je napájena z trafostanice KA_0219 22/0,4kV a je vybarvena podle velikosti úbytku napětí v jednotlivých částech.

Informace o jednotlivých odběrných místech jsou uvedeny na visačkách, kde je uveden průřez vedení přípojky, velikost fázového napětí a vypočtený odebíraný výkon. Vedení je v modelu z důvodu přehlednosti popsáno pouze velikostí průřezu a typem použitých vodičů. Rozložení vedení a jednotlivých odběrných míst odpovídá poloze v územním plánu. Model sítě je uveden v příloze 1.

Popis modelu:

- Barvení vedení odpovídá velikosti úbytku napětí blíže uvedeno v legendě v příloze
- Čárkovaná barva značí kabelové vedení uložené v zemi
- Plná čára značí vzdušné vedení a kabely
- Odběry typu A oranžová barva popisku
- Odběry typu B2 světle modrá barva popisku
- Odběry typu Cp černá barva popisku
- Nebytové odběry žlutá barva popisku
- Rozvodnice a trafostanice stříbrná barva popisku

9.1 Zhodnocení současného stavu sítě

V současné době, kdy je sít' provozována s hodnotami zatížení platnými pro rok 2010, z hlediska úbytku napětí, který nesmí podle normy ČSN 33 0121 překročit hodnotu maximálně $\pm 10\%$, a zatížení vedení s přihlédnutím na jištění plně vyhovuje po technické stránce stávajícímu zatížení.

Odbočka transformátoru byla nastavena tak aby hodnota napětí nepřesáhla hodnotu $+5\%$ z důvodu odlehčení sítě např. v létě, kdy by mohlo vzniknout nežádoucí přepětí. Zatížení transformátoru v době předpokládaného maximálního zatížení dosahuje $57\% I_n$.

Vzhledem k tomu, že se jedná o paprskovou sít' je největší úbytek napětí na konci nejdelších úseků a to u odběratelů s č.p. 935 a č.p. 513 kdy hodnota úbytku napětí v prvním případě dosahuje $8,4\%$ ze jmenovitého napětí tzn. že měřená hodnota napětí odpovídá hodnotě $210,8\text{ V}$ a ve druhém případě dosahuje hodnoty $211,4\text{ V}$ což odpovídá úbytku $8,2\%$. Největší hodnoty úbytku napětí jsou uvedeny v tabulce 9.1.1.

Zatížení hlavních úseků vedení

Zatížení hlavního vedení AlFe 3x70 + 50 z uzlu KA 0219 (trafostanice) směrem k SIL 676 je 116 A. Z uzlu KA 0219 směrem k SIL 109 je 129,7 A a z uzlu KA 0219 směrem k VRIS 1 277 je 39,9 A. Vedení vyhovují proudovému zatížení, maximální zatížení vedení činí 254 A a použitý jističí prvek vedení má hodnotu 150A.

Zatížení hlavního vedení AES 4x95 z uzlu KA 0219 směrem k VRIS1 277 činí 54,3 A, toto vedení taktéž vyhovuje maximálnímu proudovému zatížení a jištění, které má hodnotu 150A, vybrané hodnoty proudového zatížení kabelu AES 4x95 jsou uvedeny v tabulce 9.1.2.

Nejvíce zatíženým úsekem je část vedení mezi trafostanicí a uzlem U109, kterým prochází proud 129,7A což odpovídá zatížení 51%.

Hodnoty zatížení úseků vedení z trafostanice jsou uvedeny v tabulce 9.1.3.

Vypočtené technické ztráty a odebíraný výkon stávající sítě pro rok 2010

Ztráty na vedení 11,85 kW

Ztráty v transformátorech 2,21 kW

Odebíraný činný výkon 212,38 kW

Odebíraný jalový výkon 69,8 kVAr

Tab. 9.1.1 Vybrané hodnoty úbytku napětí

Místo	U [V]	ΔU [V]	ΔU [%]
Č.p 935	210,78	19,22	-8,35
Č.p 513	211,35	18,65	-8,1
Č.p 186	212,12	18,88	-8,2
Č.p 1724	213,23	16,77	-7,3

Tab. 9.1.2. Některé provozní parametry kabelů AES 4x95 mm² viz literatura [8]

Provozní teplota -50 +70 °C
Zatížení kabelů AES 4x95 je při 35°C 167 A
Zatížení kabelů AES 4x95 je při 30°C 186 A
Zatížení kabelů AES 4x95 je při 25 °C 204 A
Zatížení kabelů AES 4x95 je při 0 °C 251 A

Tab. 9.1.3. Zatížení úseků vedení vyvedených z trafostanice

Typ vedení	Z uzlu	Do uzlu	I (A)	Jištění (A)
AlFe 3x70 + 50	KA_0219	U109	129,7	150
AlFe 3x70 + 50	KA_0219	U544	116	150
AlFe 3x70 + 50	KA_0219	U225	39,85	150
AES 4x95	KA_0219	VRIS1 277	54,27	150

9.2 Zhodnocení stavu sítě pro budoucí zatížení

V modelu sítě byly změněny soudobé měrné hodnoty zatížení na hodnoty předpokládané v roce 2030. Z výpočtu jasně vyplynulo, že síť pro předpokládané zatížení nevyhovuje, úbytek napětí v některých částech sítě překročil hodnotu 10%, což překračuje maximální dovolenou hodnotu udávanou v normě. Červené barvení vedení odpovídá úbytku napětí většímu než 10%, schéma sítě je uvedeno v příloze 2. Největší hodnoty úbytku napětí jsou pro představu uvedeny v tabulce 9.2.1. Zatížení transformátoru v době předpokládaného maximálního zatížení dosahuje 79% I_n , výměna transformátoru proto nebude nutná.

Zatížení vedení z uzlu KA_0219 do uzlu U109 překročilo maximální dovolenou hodnotu zatížení, které činí s přihlédnutím na jištění 150 A.

Z důvodu velkého úbytku napětí ve vzdálenějších částech sítě je nutné provést úpravu stávajícího stavu sítě výměnou nebo posílením původních typů vedení. V tabulce 9.2.2 jsou uvedeny hodnoty proudů hlavních vedení na úrovni vývodu z trafostanice.

Úprava sítě se provádí od trafostanice směrem k odběratelům s největším úbytkem napětí a to z důvodu velkého proudu procházejícím vývody z trafostanice. Úprava se provádí způsobem změny průřezu vedení na větší o jeden řád maximálně o dva řády (příklad: vedení AlFe 3x70 + 50 nahradíme kabelem AES 4x95 mm² případně kabelem AES 4x120 mm²) nebo posílením stávajícího vedení kdy vedeme nové vedení paralelně se stávajícím do vhodného uzlu.

Vypočtené technické ztráty a odebíraný výkon stávající sítě pro rok 2030

Ztráty na vedení 21,04 kW

Ztráty v transformátorech 3,53 kW

Odebíraný činný výkon 277,32 kW

Odebíraný jalový výkon 91,15 kVAr

Tab. 9.2.1 Vybrané hodnoty úbytku napětí

Místo	U [V]	ΔU [V]	ΔU [%]
Č.p 935	201,32	28,68	-12,47
Č.p 513	203,88	26,12	-11,35
Č.p 186	203,04	26,96	-11,72
Č.p 1724	204,45	25,55	-11,11

Tab. 9.2.2 Zatížení úseků vedení vyvedených z trafostanice

Typ vedení	Z uzlu	Do uzlu	I (A)
AlFe 3x70 + 50	KA_0219	U109	175,26
AlFe 3x70 + 50	KA_0219	U544	149,32
AlFe 3x70 + 50	KA_0219	U225	54,9
AES 4x95	KA_0219	VRIS1 277	75,25

9.3 Úprava stávajícího stavu sítě

U nové sítě úbytek nesmí být větší než $\pm 5\%$. Úpravou bylo posíleno hlavní vedení z uzlu KA 0219 do uzlu SIL 676 kabelem AES 4X95 mm² o délce 269,8 metrů. Dále bylo nahrazeno hlavní vedení z uzlu SIL 676 do uzlu VRIS2 1318 kabelem AES 4x95 mm² o délce 273,8 metrů. V další větvi bylo hlavní vedení z uzlu KA 0219 do uzlu SIL 109 nahrazeno dvěma kabely AES 4x95 mm² o délce 75,4 metrů, z uzlu SIL 109 do uzlu VRIS1 1480 bylo stávající vedení nahrazeno dvěma kabely AES 4x95 mm² o délce 197,5 metrů. Z uzlu VRIS1 1480 do uzlu VRIS2 507 a do uzlu VRIS1 1766 bylo původní vedení AlFe nahrazeno kabelem AES 4x95 mm² o délce 185 metrů. Nahrazované a posilující vedení tvořené samonosným kabelem AES 4x95 mm² lze umístit na původní betonové podpěrné body. Celková délka nahrazovaných částí kabelem AES 4x95 1274,4 metrů.

Úbytek napětí v celé síti nepřekročil hodnotu $\pm 5\%$, vybrané hodnoty s nejvyšším úbytkem napětí jsou v tabulce 9.3.1. Schéma upravené sítě je na příloze 3.

Zatížení vedení při předpokládaném zatížení v roce 2030

Zatížení hlavního vedení AlFe 3x70 + 50 z uzlu KA 0219 směrem k SIL 676 je 65,33 A.

Zatížení vedení AES 4x95 z uzlu KA 0219 směrem k SIL 676 je 85,61 A.

Zatížení vedení AES 4x95 z uzlu SIL 676 směrem k uzlu VRIS2 1318 je 72,19 A.

Zatížení vedení 1AES 4x95 z uzlu KA 0219 směrem k uzlu SIL 109 je 86,91 A.

Zatížení vedení 2AES 4x95 z uzlu KA 0219 směrem k uzlu SIL 109 je 88,94 A.

Zatížení vedení 1AES 4x95 z uzlu SIL 109 směrem k uzlu VRIS1 1480 je 80,15 A.

Zatížení vedení 2AES 4x95 z uzlu SIL 109 směrem k uzlu VRIS1 1480 je 61 A.

Zatížení vedení AES 4x95 z uzlu VRIS1 1480 směrem k uzlu VRIS2_507 je 82,7 A.

Zatížení vedení AES 4x95 z uzlu VRIS2_507 směrem k uzlu VRIS1_1766 je 42,43 A.

Z hodnot je patrné, že není překročeno dovolené proudové zatížení vodičů a to i v případě přihlédnutí k jištění sítě.

9.4 Parametry použitých kabelů

K optimalizaci sítě byly použity samonosné závěsné kabely typu AES s průřezem 4x95 mm² [8].



Konstrukce:

Jádro - složené Al jádro dle ČSN 34 7201.

Izolace - z lineárního polyetyleny. Barva izolace je u všech žil černá.

Označení jednotlivých žil:

1. žila – jeden podélný výstupek označení původu
2. žila – dva podélné výstupky
3. žila – tři podélné výstupky
4. žila – značka zemnění
5. žila – pro veřejné osvětlení, kulatá, bez výstupků a značení.

Dovolené namáhání v tahu:

$\sigma = 30 \text{ N/mm}^2$ pro vodiče s Al jádry.

Vypočtené technické ztráty a odebíraný výkon stávající sítě po optimalizaci:

Rok 2010

Ztráty na vedení 5,54 kW

Ztráty v transformátorech 2,21 kW

Odebíraný činný výkon 219,5 kW

Odebíraný jalový výkon 72,1 kVAr

Rok 2030

Ztráty na vedení 10,57 kW

Ztráty v transformátorech 3,54 kW

Odebíraný činný výkon 289,3 kW

Odebíraný jalový výkon 95,1 kVAr

Z výpočtu je patrné, že technické ztráty na vedení se snížily pro rok 2010 2 krát a pro rok 2030 taktéž 2 krát.

Tab. 9.3.1 Vybrané hodnoty úbytku napětí

Místo	U [V]	ΔU [V]	ΔU [%]
Č.p 935	219,16	10,84	-4,71
Č.p 513	219,32	10,68	-4,64
Č.p 186	219,24	10,76	-4,68
Č.p 1724	219,59	10,41	-4,53

Tab. 9.3.2 Soupis potřebného materiálu

Materiál	Délka (m)
vedení nn 0,4 kV 4 x 95 AES	1274,4

Souhrn ztrát v celé síti [kW]

	2010	2030
Stávající stav	14,06	24,57
Po optimalizaci	7,75	14,11

Investiční náklady na optimalizaci

Tab. 9.3.3 Investiční náklady

Materiál	Délka (m)	Investiční náklady (tis. Kč)	
		Měrné náklady za km	Celkem
vedení nn 4 x 95 AES	1274,4	1400	1784,2
		Celkem:	1784,2

10. Náklady na technické ztráty

Průměrná cena za jednu kWh technických ztrát byla stanovena po konzultaci s pracovníky ČEZu na 1,5 Kč za 1kWh pro rok 2010 a 2,50 Kč za 1 kWh pro rok 2030 kde byla vzata v úvahu rostoucí výkupní cena za elektrickou energii. Růst této ceny v jednotlivých letech byl taktéž konzultován s pracovníky ČEZu a je předpokládán, že bude lineární tab. 10.1.

Tab. 10.1 Náklady na ztráty při stávajícím stavu sítě při maximálním zatížení.

Rok 2010			Rok 2030		
Celkové ztráty za rok [kWh]	Cena za elektrickou energii (Kč)	Celkem (tis.kč)	Celkové ztráty za rok [kWh]	Cena za elektrickou energii (Kč)	Celkem (tis.kč)
123165,6	1,5	184,77	215233,2	2,50	538,08

Tab. 10.2 Náklady na ztráty po optimalizaci sítě maximálním zatížení.

Rok 2010			Rok 2030		
Celkové ztráty za rok [kWh]	Cena za elektrickou energii (Kč)	Celkem (tis.kč)	Celkové ztráty za rok [kWh]	Cena za elektrickou energii (Kč)	Celkem (tis.kč)
67890	1,5	101,84	123603,6	2,50	309,01

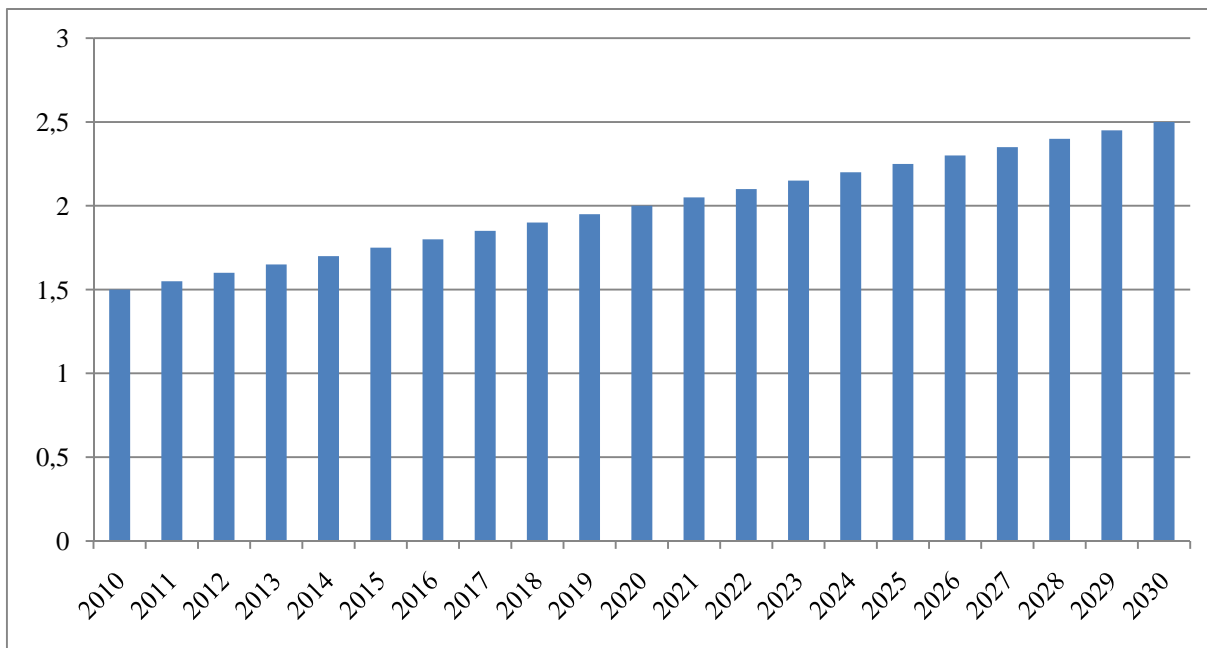
V tabulce 10.3 jsou uvedeny hodnoty ztrát za jednotlivé roky pro stávající stav a pro stav po optimalizaci odečtené z programu Bizon Projektant, taktéž je zde uvedena úspora nákladů za ztráty za jednotlivé roky.

Ekonomické zhodnocení bylo zjednodušeno, protože nebyly známy všechny potřebné koeficienty pro hodnocení složitějšími metodami např. metodou NPV (Metoda čisté současné hodnoty).

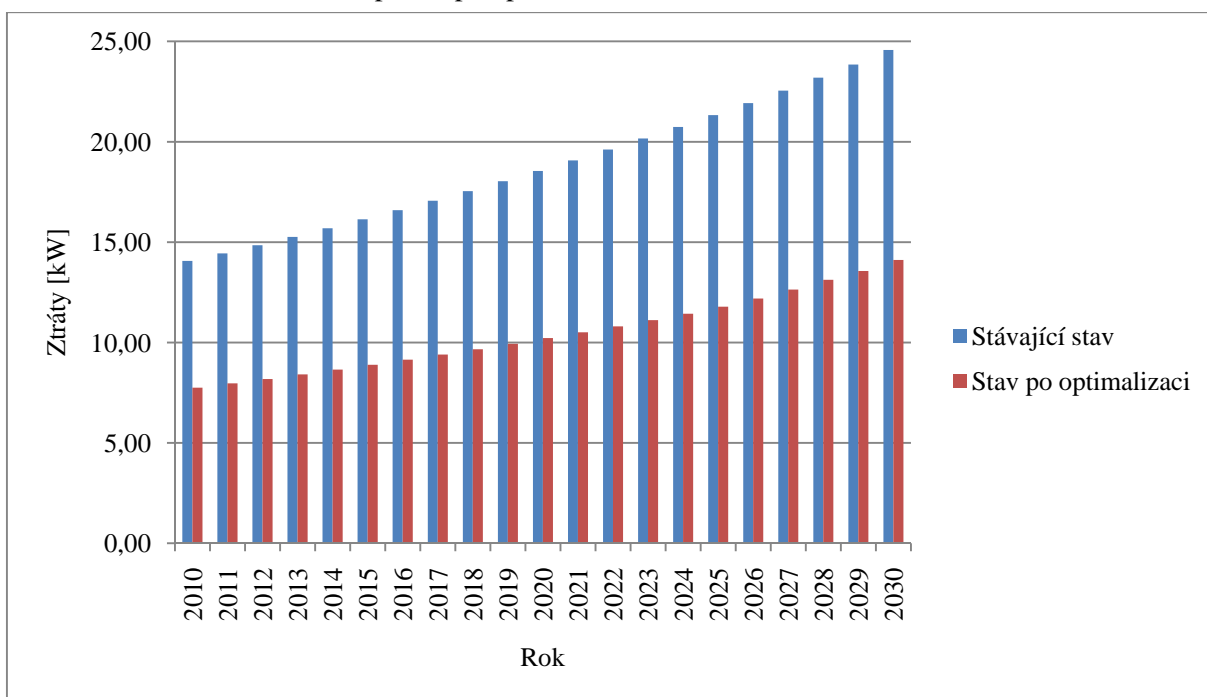
Tab. 10.3 Zhodnocení vstupní investice a nákladů na ztráty

Rok	Ztráty stávající kW	Ztráty nová kW	Rozdíl ztrát kW	Cena za kWh	Úspora Kč (tis.)
2010	14,06	7,75	6,31	1,50	82,94
2011	14,44	7,96	6,48	1,55	87,96
2012	14,85	8,19	6,66	1,60	93,37
2013	15,27	8,41	6,85	1,65	99,02
2014	15,70	8,65	7,05	1,70	104,91
2015	16,14	8,89	7,24	1,75	111,05
2016	16,59	9,14	7,45	1,80	117,46
2017	17,06	9,40	7,66	1,85	124,14
2018	17,54	9,67	7,88	1,90	131,07
2019	18,04	9,94	8,10	1,95	138,33
2020	18,55	10,22	8,33	2,00	145,89
2021	19,07	10,51	8,56	2,05	153,74
2022	19,61	10,81	8,80	2,10	161,94
2023	20,17	11,12	9,05	2,15	170,45
2024	20,74	11,43	9,31	2,20	179,33
2025	21,33	11,79	9,54	2,25	187,97
2026	21,93	12,19	9,74	2,30	196,14
2027	22,55	12,64	9,91	2,35	204,03
2028	23,19	13,13	10,07	2,40	211,61
2029	23,85	13,56	10,29	2,45	220,76
2030	24,57	14,11	10,46	2,50	229,07
	Celková úspora za 20 let				3151,18
	Vstupní investice				1784,2

Graf 10.1 Průměrná cena za jednu kWh technických ztrát.



Graf 10.2 Porovnání ztrát v síti před a po optimalizaci.



Z předchozích výpočtů vyplývá, že vstupní investice bude návratná již z ušetřených nákladů na technické ztráty.

11 Závěr

V této diplomové práci bylo úkolem navrhnout vhodnou optimalizaci stávající sítě 0,4 kV v lokalitě Rychvald, která je již na konci životnosti. K modelování stávajícího stavu a stavu pro budoucí zatížení byl použit program DAISY Bizon Projektant, jehož ovládání je jednoduché a intuitivní.

Hodnoty maximálního měrného zatížení, pro výpočet ustáleného stavu sítě byly určeny z tabulkových hodnot, uvedených v literatuře [11]. Na základě těchto hodnot byly dopočítány soudobé měrné hodnoty pro stávající a budoucí zatížení, použité v modelu sítě. Z výpočtů vyplynulo, že síť pro budoucí zatížení není vyhovující zejména kvůli velkému úbytku napětí a taktéž překročení proudu u použitých jistících prvků, z těchto důvodů je nutné provést optimalizaci stávajícího stavu změnou průřezů vedení nebo posílením stávajícího vedení.

Po optimalizaci výměnou vhodných úseků vedení síť vyhoví požadavkům na rostoucí zatížení po dobu dvaceti let, kdy úbytek napětí nepřekročí doporučenou hodnotu $\pm 5\%$. Dojde taktéž ke zvýšení spolehlivosti a tím ke snížení četnosti poruch v době velkého nárůstu spotřeby např. o svátcích kdy může dojít k přetížení sítě, nebo v době zvýšené teploty např. v létě kdy je vlivem teploty proudová zatížitelnost vodičů nižší.

Pro ekonomické vyhodnocení byla použita jednoduchá metoda porovnání nákladů na ztráty u sítě optimalizované a u sítě stávající, z čehož vyplynulo, že vstupní investice na optimalizaci bude návratná jenom z ušetřených nákladů na technické ztráty.

Literatura:

- [1] GURECKÝ J.: Přenos a rozvod elektrické energie; učební texty VŠB – TUO
- [2] GURECKÝ J.: Projektování el. distribučních sítí; učební texty VŠB – TUO
- [3] HRADÍLEK Z.: Elektroenergetika distribučních a průmyslových sítí; VŠB Ostrava, 2008
- [4] PAVLOVSKÝ B.: Elektrické sítě v městech a sídlištích; SNL, 1975
- [5] RUSEK S.: Elektroenergetika – návody do cvičení; Skripta VŠB Ostrava, 1991
- [6] SANTARIUS P.: Elektromagnetická kompatibilita; VŠB Ostrava, 2007
- [7] MEDVEC Z.: Ekonomika a management v elektroenergetice; učební texty VŠB – TUO
- [8] Inženýrské sítě homen.vsb.cz/~kod31/vyuka/inzsit/InzSite05%20Elektro.pdf použitý zdroj ze dne 3. 2010
- [9] HRADÍLEK Z.: Elektroenergetika; VŠB Ostrava, 1992
- [10] PAS DAISY, OFF - LINE v.4.3x Bizon První kroky; uživatelská příručka k programu.
- [11] VRUBEL L.: Výkonové podklady pro dimenzování distribučních sítí; ČEZ Distribuce, a. s.
- [12] Kablo Elektro: Kabely a vodiče pro energetiku
- [13] PAS DAISY, OFF - LINE v.4.3x UŽIVATELSKÁ PŘÍRUČKA; uživatelská příručka k programu.

Seznam příloh:

- 1. Příloha 1. Stávající stav sítě
- 2. Příloha 2. Předpokládaný stav sítě za dvacet let
- 3. Příloha 3. Stav sítě po optimalizaci